

**„Billiggasimporte“ aus der UdSSR/Russland:  
Ein Jahrzehntelang zu Recht „akzeptiertes Narrativ“?**

**17.02.2025**

**Dipl.-Kfm. Hans-Ulrich Meine\***

\*gewidmet Herrn **Dipl.-Kfm. Jürgen Kehrmann**, dem Gründer und langjährigem Inhaber von Team Consult, zum 90. Geburtstag in 2024

sowie Herrn **Prof. em. Dr. Helmut Brede** vom ehemaligen BWL-Lehrstuhl für öffentliche Betriebe und Verwaltungen an der Georg August Universität Göttingen zum bevorstehenden 90. Geburtstag in 2025

**TEAM CONSULT**

Gas.Power.Experience.

## Einführung

Seit dem Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine gibt es eine umfassende mediale und politische „Zeitenwende“-Diskussion über eine außer Kontrolle geratene langjährige deutsche Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen und um die Rolle der dafür politisch Verantwortlichen.

Mittlerweile wird fast standardmäßig von „billigem russischem Gas“ gesprochen, mit dem Präsident Wladimir Putin und seine Regierung Deutschland seit Jahren planmäßig abhängig gemacht habe und davon, dass speziell die deutsche Industrie davon besonders profitiert habe. „Über Generationen hat Deutschland von russischem Billiggas profitiert“.<sup>1</sup>

Die Erzählung vom „billigen russischen Gas“ wird im breiten Politik- und Medienspektrum DIE ZEIT/DER SPIEGEL/The Economist häufig verwendet. Es wird immer wieder behauptet, insbesondere die deutsche Industrie und die Verbraucher hätten davon enorm profitiert.

Im The Economist wird eine solche wiederkehrende und nicht in Frage gestellte Erzählung als „accepted narrative...just like conformism with any other social norm“ bezeichnet.<sup>2</sup>

In einer Zeit, in der Wladimir Putins brutaler Angriffskrieg gegen die Ukraine leider schon volle drei Jahre unvermindert andauert, sind nüchterne „Cold Eye“-Analysen, die vom üblichen Nachrichtenstrom abweichen, schwierig. So forderten am 27.04.2024 Historiker in einem offenen Brief an die SPD eine ehrliche Aufarbeitung der Russland-Politik der vergangenen Jahrzehnte.

Um Wirtschaftshistorikern in späteren – hoffentlich friedlicheren Jahren – eine nüchterne Analyse der wirtschaftlichen und insbesondere der preisrelevanten

---

<sup>1</sup> SPIEGEL Titelgeschichte: „Der Kaltmacher – Wie wir von Putins Gas abhängig wurden: Rekonstruktion eines fatalen Pakts, 25.06.2022, Nr. 26, mit dem Leitartikel „Der Despot in der Gleichung“, S. 8.

<sup>2</sup> Zitat von Prof. Fukuyama im Artikel „The present as prologue – When is it too soon to write history?“ The Economist, 10.02.2024, S. 69.

Aspekte der langjährigen Gasvertragsbeziehungen zu erleichtern, wurde dieser Artikel zum Thema „Akzeptiertes Narrativ - billiges russisches Gas?“ verfasst.

Das erfordert ein Hintergrundwissen, denn die bilateralen Liefer- und Bezugsverträge und insbesondere auch die deutschen Importpreise und die spezifischen vertraglichen Lieferkonditionen für sowjetisches bzw. später russisches Gas waren stets nur sehr wenigen Beteiligten in den beteiligten Unternehmen bekannt. Der Artikel basiert aber auf der Auswertung zugänglicher Quellen.

Der Verfasser war u.a. für die BEB Erdgas und Erdöl GmbH (dem langjährigen Exxon/Shell Joint Venture) von 1994 an für etliche Jahre verantwortlich für Gasimporte aus Westeuropa und auch für die damaligen Gasimporte der BEB aus der Sowjetunion bzw. Russland. Es handelte sich um Gasimporte unter einem Gasbezugsvertrag, den die Ruhrgas AG (Essen) auch im Namen der BEB Erdgas und Erdöl GmbH (Hannover) und der Thyssengas GmbH (Duisburg) abgeschlossen hatte, deren anteilige Bezüge aber bereits kurz nach der Jahrtausendwende von der BEB beendet wurden. Irgendwelche Beziehungen des Verfassers zu deutschen Politikern bestanden zu keiner Zeit.

**Eine Definition, was überhaupt mit „billigen Gas aus Russland“ in den üblichen Veröffentlichungen gemeint ist, sucht man in den betreffenden Veröffentlichungen vergebens. Im Folgenden wird daher untersucht, ob aus deutscher Käufersicht importiertes Gas aus der UdSSR bzw. Russland in der Vergangenheit an der deutschen Grenze einen geringeren Preis hatte, als vergleichbares importiertes Gas aus anderen Ländern oder Gas aus einheimischer Produktion (und das damit zu Recht als „billig“ bezeichnet werden kann).**

Über die vergleichbaren Gasimporte aus den Niederlanden und aus Norwegen gibt es in Deutschland keine „billiges-Gas“-Erzählungen.

Im europäischen Ausland, das seit Jahrzehnten ebenfalls große Mengen russischen Gases importierte, gibt es eine solche Diskussion über „Wettbewerbsvorteile“ durch „billiges Gas“ auch nicht. Der Anteil der Gasimporte aus Russland am EU-

Gasverbrauch betrug in Vorkriegszeiten, z.B. 2007 immerhin – vergleichbar mit Deutschland – rund 40%.<sup>3</sup>

Die vertraglichen deutschen Gaslieferbeziehungen mit der UdSSR und Russland bestanden über fünf Jahrzehnte von 1970 bis 2024. Das ist für kommerzielle Verträge ungewöhnlich lang. Während dieser Zeit gab es fundamentale Veränderungen der politischen Verhältnisse in Deutschland und ganz Europa inkl. der Sowjetunion bzw. Russland sowie stark fluktuierende Preise des mit Erdgas hauptsächlich in Konkurrenz stehenden Energieträgers Öl (Spannweite der Ölpreise zwischen 10 und fast 100 US-Dollar pro Barrel). Die Verhältnisse im Erdgasmarkt veränderten sich für die Vertragspartner mehrfach drastisch. Es wird im Folgenden gezeigt, dass diese fünf Jahrzehnte der bilateral bestehenden Vertragsbeziehungen in einige sehr unterschiedliche Phasen von „Käufermärkten“ und „Verkäufermärkten“ eingeteilt werden können. Man kann diese Wechselbäder für die Beteiligten mit dem aus der ökonomischen Theorie bekannten Begriff des „Schweinezyklus“ belegen.

Die Preise dieser – und aller anderen – langjährigen deutschen Gasimportverträge wurden maßgeblich von den jeweiligen Marktlagen bestimmt – sei es in Zeiten knapper, aber noch ausreichender Mengen (Verkäufermarkt) oder in Perioden, die von preisdrückenden Angebotsüberhängen (Käufermarkt) geprägt waren.

Der unerwartete und seit 2022 anhaltende Wegfall der Lieferungen von russischen Pipelinegasmengen in den EU-Gasmarkt sorgt z.B. für einen extremen Verkäufermarkt und wirkt damit zumindest kurzfristig und auf Sicht preiserhöhend.

Aber derartige Preiseffekte setzen nicht den Ausfall speziell russischer Gasmengen voraus. Sie würden auch auftreten, wenn eine andere große EU-Gasaufkommensquelle, insbesondere während der verbrauchsstarken Wintermonate, unerwartet über längere Zeiträume ausfallen würde, sei es aus politischen oder technischen Gründen.

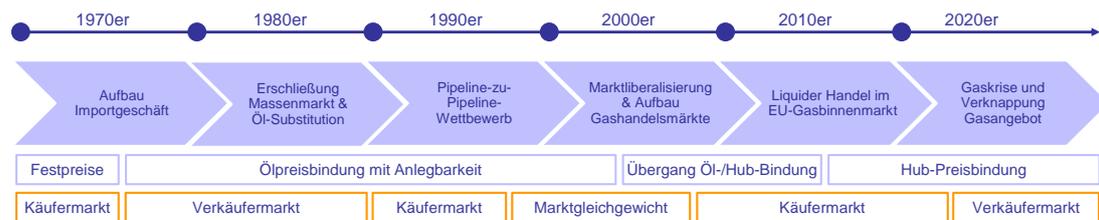
Als Vorgriff auf den Text gibt die nachstehende Grafik in vereinfachter Form einen Überblick über die Käufer- und Verkäufermarktphasen, die jeweils geltenden

---

<sup>3</sup> Johannes Pollak, Samuel Schubert, Peter Slominski, Die Energiepolitik der EU, Wien 2010, S. 174.

Prinzipien der Gaspreisbildung und über einige der vielen gravierenden Veränderungen des deutschen und des EU-Gasmarktes.

**Abbildung 1: Entwicklung des Gasmarkts seit den 1970er Jahren**



Team Consult Illustration

**Wandel vom Käufermarkt zum Verkäufermarkt Mitte der 1970er Jahre: Die „Weg-vom-Öl“-Energiepolitik und die Notwendigkeit langfristige Importverträge abzuschließen führte – trotz Interventionen aus den USA – zum Abschluss der ersten Generation von Gaslieferverträgen zwischen der Ruhrgas AG und der Gazprom während der Hochzeit des kalten Krieges.**

Nach den zwei Ölkrisen wurde Anfang der 1970er Jahre in der Bundesrepublik Deutschland eine „Weg-vom-Öl“-Energiepolitik etabliert, vor allem angesichts des damaligen Erpressungspotentials durch die neu etablierte OPEC (Stichwort: „Öl embargo“ seitens einiger Nahoststaaten). Die OPEC hatte damals einen Marktanteil von 60% an den Ölimporten Europas.

Außerdem sollte und musste die Umweltbelastung durch Schwefeldioxid drastisch verringert werden, um dem „Waldsterben“ entgegenzuwirken. Vor diesem Hintergrund machte der angestrebte wachsende Erdgasbedarf den Abschluss neuer langfristiger Gaslieferverträge mit zusätzlichen ausländischen Lieferanten notwendig.

In der ersten Hälfte der 1970er Jahre wuchs der – politisch erwünschte – Gasabsatz stark, in der zweiten Hälfte des 1970er war Gas aber aufgrund der gestiegenen Preisniveaus im Kraftwerkssektor gegenüber der Kohle nicht mehr wettbewerbsfähig, und der Gasabsatz in diesem Marktsegment war stark rückläufig. Der

Gesamtgasmarkt blieb dann bis zum Ende des Jahrzehntes aufgrund des anhaltenden Wachstums im Haushalts- und Industriesektor relativ stabil.

Zwecks langfristiger Bedarfseinschätzung für den Ausbau der Gasinfrastruktur und den Abschluss von langfristigen Importverträgen hatte die deutsche Gaswirtschaft (Produzenten, Importeure, Stadtwerke) im Heizungssektor u.a. die Zielsetzung, jährlich den Anschluss von 300.000 Haushalten an das Gasnetz zu realisieren und die Industrie und Kraftwerke mit Gas zu versorgen sowie Heizöl und Kohle zu substituieren. Dieses Ziel wurde verwirklicht: Die Zahl der heizgasversorgten Haushalte in Westdeutschland stieg von 1,7 Mio. in 1970 auf 5,4 Mio. im Jahr 1984.<sup>4</sup>

Die politisch gewollte Substitution von Heizöl hin zum Erdgas in den Heizungskellern konnte damals noch ohne nennenswerte staatliche Subventionen, technologieoffen und, abgesehen von energiewirtschaftlich begründeten Ausnahmen im Wettbewerbsrecht, marktwirtschaftlich vollzogen werden.

Die noch im Anfangsstadium befindliche westdeutsche Erdgasversorgung basierte in den 1970er Jahren noch auf einem Mix aus Pipelinegas aus niederländischen, deutschen und den ersten norwegischen Aufkommen (letztere stammten aus den sogenannten „Ekofisk“- und „Statfjord“-Verträgen).

Die deutsche Eigenproduktion belief sich 1974 auf knapp 20 Mrd. m<sup>3</sup>. Die seinerzeitige Einschätzung des führenden Gasproduzenten, der BEB, lautete wie folgt: „Das jetzige Niveau wird vermutlich nicht gesteigert, aber bis 1985 gehalten werden können...Die ständig größer werdende Lücke zwischen Erdgasdarbietung und künftigen Bedarf kann nur durch zusätzliche Importe geschlossen werden.“<sup>5</sup>

Die vielen Stadtwerke benötigten als Sicherheit für die geplante Ausweitung ihrer Infrastruktur von den Vorlieferanten (Produzenten und Importeure) langfristige Lieferverträge. Die vorgenannte absehbare Aufkommenslücke konnte nur durch den baldigen Abschluss neuer langfristiger Importverträge geschlossen werden. Potentielle ausländische Gaslieferanten benötigten – nach dem Abschluss von Lieferverträgen

---

<sup>4</sup> BGW-Zahlenspiegel: Deutsche Gaswirtschaft 1984.

<sup>5</sup> Dr. Reiner Fuchs, Das Werden und Wirken der BEB, Zeitschrift für die Mineralölwirtschaft, Heft 9, 1975, S. 258.

nach Deutschland – für die Durchführung ihrer Investitionen für die Exploration, Produktion und den Antransport an die deutsche Grenze einige Jahre Vorlaufzeit.

Daher wandelte sich Mitte der 1970er Jahre der Markt trotz zeitweilig stagnierender Absatzzahlen für die deutschen Gasimporteure von einem Käufer- in einen Verkäufermarkt.

Ein Grundproblem bei der Beschaffung von Erdgas war und sind – neben der politischen Verlässlichkeit der Lieferanten – die im Vergleich zum Öl- und Kohletransport wesentlich höheren Transportkosten: Der Rohöltransport vom arabischen Golf nach Nordwesteuropa wurde seinerzeit auf nur ca. 1 US-Dollar pro Barrel veranschlagt. Bei Ölpreisen von 25 US-Dollar pro Barrel wurde dagegen allein der Gastransport vom norwegischen Troll-Feld nach Emden über knapp 1000 km durch die Nordsee auf ein Drittel des „Warenwertes“ für Erdgas veranschlagt.<sup>6</sup>

Bei Ölpreisen unterhalb von 25 US-Dollar pro Barrel erhöhte sich folgerichtig der Anteil der Transportkosten am dann niedrigeren Warenwert des Gases im Vergleich zum vorgenannten Anteil (ein Drittel), und zwar ohne Berücksichtigung der Explorations-, der Produktions- und der Transportkosten sowie der staatlichen Förderabgaben und Steuern.

Die Gasimporte Deutschlands aus den Niederlanden gewannen immer mehr an Bedeutung. Sie erhöhten sich zwischen 1971 und 1978 von 6,5 Mrd. m<sup>3</sup> auf 17,6 Mrd. m<sup>3</sup>.<sup>7</sup> Es war jedoch klar, dass vor dem Hintergrund der langfristig angestrebten Ölsubstitution und der begrenzten Gasreserven in Deutschland und den Niederlanden weitere Importverträge geschlossen werden mussten. Freie, verfügbare norwegische Gasreserven gab es seinerzeit nicht.

Bestrebungen der westdeutschen Gasimporteure, die zu erwartende Gaslücke durch LNG (Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas) zu schließen, scheiterten. Trotz langjähriger Verhandlungen konnten weder mit Algerien, mit Kamerun noch mit Nigeria Bezugsprojekte realisiert werden. LNG war damals im Vergleich mit Pipelinegas

---

<sup>6</sup> Karl-Heinz Geisel, Die langfristige Erdgasversorgung in der Bundesrepublik, BEB-Marketing Veranstaltung, Malente, 1987, S. 7.

<sup>7</sup> Malcolm W.H. Peebles, Evolution of the Gas Industry, London, 1980, S. 140.

für Deutschland und für viele weitere Jahre aufgrund der hohen Verflüssigungs- und Transportkosten keine wirtschaftliche und – wie die damaligen teils dramatischen Vertragsverhandlungen mit den vorgenannten potentiellen LNG-Lieferanten zeigten – auch keine verlässliche Alternative.

Der LNG-Markt blieb noch jahrzehntelang weitgehend auf Australien und Brunei als Verkäuferländer und Japan und Südkorea als Abnehmerländer beschränkt. Letztere waren mangels eigener Gasvorkommen in Bezug auf den Erdgaseinsatz auf LNG angewiesen. In Europa wurde LNG damals nur in Ländern eingesetzt, die in größerer Entfernung zu den großen Aufkommensquellen von Pipelinegas in Norwegen und Russland lagen (z.B. Spanien, UK). Die USA waren damals nicht in der Lage, nennenswerte LNG-Mengen zu exportieren.

Es blieb damals nur die UdSSR als möglicher großer Gaslieferant für Deutschland übrig. Es war seinerzeit klar, dass der Antransport von russischem Gas aus Sibirien an die deutsche Grenze noch weitaus höhere Transportkosten als die vorgenannten verursachen würde, nicht nur für den Bau und den Unterhalt der Gaspipelines, sondern auch für den Treibgasverbrauch in den notwendigen Kompressorstationen.

Trotz der vorgenannten Transportkostenproblematik und ungeachtet der Kritik und Sanktionen gegen die UdSSR seitens der damaligen Regierung der USA und des nicht weit zurückliegenden Einmarsches sowjetischer Truppen in die CSSR wurde seitens der Ruhrgas AG 1970 der erste langfristige Importgasvertrag mit der UdSSR geschlossen. In den Folgejahren wurden bis 1974 noch zwei weitere derartige Verträge abgeschlossen (mit einer Aufstockung der Vertragsmengen auf 9,5 Mrd. m<sup>3</sup> p.a). Diese Verträge wurden als „SGE I-III Verträge“ bezeichnet (SGE stand für „Sojugasexport“, einer Tochtergesellschaft der Gasprom, später in GVP Gazexport umbenannt).

Die Bundesrepublik Deutschland – wie auch die DDR im Rahmen des Comecon – bezog sowjetisches Gas dann erstmals ab 1973. Die Vertragsabschlüsse deutscher Unternehmen mit der Sowjetunion stellten keinen nationalen Alleingang dar.

Österreich bezog seit 1968 sowjetisches Gas, Italien und Finnland seit 1974 und Frankreich ab 1976.<sup>8</sup>

Mit den zwischenzeitlich drastisch gestiegenen Ölpreisen wuchs das Begehren und der Druck der Gasproduzenten, insbesondere der niederländischen Exportgesellschaft Gasunie, die Verträge von Festpreisen auf heizölpreisgebundene Preisformeln umzustellen. Erstmals eingeführt wurde diese Heizölpreisbindung für die damals für Deutschland wichtigen Gasimporte aus den Niederlanden. Alle langfristigen Gasimportverträge enthielten nach und nach solche Preisbindungen an die Entwicklung des schweren und leichten Heizöls.

Von Anfang an strebte auch Gazprom nach „westlichen“, heizölpreisbasierten Marktpreisen für ihre Erdgasexporte nach Westeuropa.

Solche langfristigen Importverträge mit Laufzeiten von 20 Jahren und mehr sahen – mit gewissen unterjährigen Bezugsflexibilitäten – hohe, feste jährliche Mindestbezugsmengen vor. Die Bindung der Gaspreise an Preisnotierungen von Heizölprodukten hatte die Funktion, die Vermarktungsfähigkeit der Gasvertragsmengen im Wettbewerb mit Heizöl im Zeitablauf dauerhaft zu gewährleisten.

Auch die EU unterstützte damals eine solche Gaspreisbindung an einen konkurrierenden Energieträger. „Es muß die Möglichkeit bestehen, daß sich der Erdgaspreis an die Entwicklung der Versorgungskosten und an Veränderungen in der Wettbewerbssituation für Erdgas anpaßt“...“Bei der Preisbildung sind die rationelle Energienutzung und der Marktwert des Erdgases im Verhältnis zu den Preisen konkurrierender Energieträger zu berücksichtigen“.<sup>9</sup>

Beide Vertragsparteien konnten üblicherweise mindestens alle drei Jahre eine Anpassung der Vertragspreise an zwischenzeitliche Marktveränderungen verlangen. Zu diesen Zweck enthielten die Verträge Preisrevisionsklauseln, die beiden Vertragsparteien das Recht gaben, Verhandlungen zu eröffnen, um das Preisniveau und die Struktur der teilweise komplexen Preisformeln zu verändern. Allerdings mussten dazu

---

<sup>8</sup> Malcolm W.H. Peebles, Evolution of the Gas Industry, London, 1980, S. 175.

<sup>9</sup> Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Empfehlung des Rates vom 21. April 1983, (83/230/EWG).

substantielle Marktveränderungen nachgewiesen werden, die im bisherigen Vertragspreis nicht hinreichend abgebildet waren.

Aus deutscher Sicht mussten auch die Verträge mit Gazprom zur Erhaltung der Vermarktbarkeit der Vertragsmengen zwingend eine Heizölpreisbindung enthalten. Anderenfalls hätten die Importeure die üblichen „Take-Or-Pay“-Klauseln nicht akzeptieren können (die Bezahlung der vertraglichen Jahresmindestmengen, auch im Falle der Nichtabnahme durch den Käufer).

Weder in der Sowjetunion noch in den anderen Ostblockländern gab es marktwirtschaftliche Vermarktungsstrukturen für Erdgas oder vergleichbare Preissysteme. Aufgrund dieses mangenden Erfahrungsschatzes mit einer marktwirtschaftlichen Gaspreisbildung war es die Zielsetzung der UdSSR bzw. der Gazprom ihre Exportpreise für Gasmengen in westliche Hartwährungsländer an anderen Gasexporteuren zu orientieren.

Die Gazprom und ihre Tochtergesellschaften wollten sich daher soweit wie möglich an die Exportpreise der Niederländer anlehnen. Die Preisstrategie der Gazprom wird in der Fachliteratur konkretisiert: „... the contracts and pricing of export of gas from the USSR to Western Europe followed closely the Groningen concept“...“Russia...contrary to the Netherlands...did not have the experience of a domestic market-based gas sector as a guide for price review negotiations, and therefore used the results of the price review of Dutch gas as a benchmark“.<sup>10</sup>

In dieser Energy-Charter-Publikation wird ebenfalls erläutert, dass die Gazprom in Westeuropa bestrebt war, sich vertraglich mittels einer sogenannten „Landschaftsklausel“ an das jeweilige Gaspreisniveau anderer Lieferanten anzupassen: „As a specific element, the Russian price review clause for some of its customers did also refer to price changes of other comparable import contracts of the same customer as one yardstick for price changes.“<sup>11</sup>

Auch die Verträge mit der Gazprom enthielten – wie damals üblich, durch die EU-Kommission unterstützt – Anbindungen an die Entwicklung der Heizölpreise. Erzielten

---

<sup>10</sup> Energy Charter Secretariat, Putting a price on Energy, Brüssel, 2007, S. 157f.

<sup>11</sup> Ebenda, S. 158.

die russischen Gasexporteure an der deutschen Grenze also gleich hohe Preise wie der große niederländische Gasexporteur Gasunie?

Das war nicht der Fall und konnte es auch nicht sein. Aufgrund der Nähe des riesigen Groningen-Gasfeldes zum deutschen Gasmarkt in Nordwestdeutschland ergab sich für Gasunie die Möglichkeit, den deutschen Gasimporteuren eine sehr große saisonale Bezugsflexibilität einzuräumen. Die niederländischen Verträge ermöglichten es den deutschen Importeuren diese Vertragsmengen fast ausschließlich in den absatzstarken Wintermonaten für den hohen Heizgasbedarf in den Haushalten zu beziehen. Dadurch ersparten sich die deutschen Gasimporteure den Bau teurer Erdgasspeicher.

Demgegenüber musste Gazprom ihre Vertragsmengen über ca. 4000 km aus Westsibirien an die deutsche Grenze transportieren (nach Waidhaus in Bayern). Technisch und ökonomisch war es zur Auslastung der begrenzten Pipeline-Durchsatzkapazitäten zwingend, dass die Mengen möglichst über alle Jahreszeiten hinweg gleichmäßig nach Deutschland transportiert wurden. Dementsprechend wurde eine weitgehend gleichmäßige Lieferung auch in den Verträgen vereinbart.

Aus der geringen saisonalen Flexibilität der Bezugsmengen aus der UdSSR bzw. Russland resultierte die Notwendigkeit für die deutschen Gasimporteure, zum Ausgleich saisonaler Absatzschwankungen (Winter ca. Faktor drei im Vergleich zu Sommermonaten) große und möglichst flexible Erdgasspeicher zu errichten. Damit konnte ein erheblicher Anteil des in den Sommermonaten aus der UdSSR importierten Gases eingespeichert werden, welches in den Wintermonaten dann vermarktet wurde.

Für Importe aus Norwegen mit einem aufwändigen Antransport aus den norwegischen Nordseegasfeldern gab es eine ähnliche Gleichmäßigkeit der Lieferungen über das gesamte Jahr und die damit verbundene Notwendigkeit große Erdgasspeicherkapazitäten in Deutschland vorzuhalten.

Die im Vergleich zu den niederländischen Gasverträgen im Bezug für die Importeure unflexiblen Importe aus Norwegen und der Sowjetunion waren wegen der damit verbundenen, vorgenannten Zusatzkosten für Erdgasspeicher daher aus wirtschaftlicher Sicht deutlich weniger wert, die Vertragspreise daher im Vergleich zu niederländischen Vertragsmengen niedriger.

Die Importpreise für russisches Gas lagen damit bei oberflächlicher Betrachtung, d.h. ohne Betrachtung der unterschiedlichen Vertragsausstattungen mit den unterjährigen Flexibilitäten für den Bezug von Gas, etwas unterhalb der Vertragspreise für niederländisches Gas. Aber russisches Gas war angesichts des mit hohen Kosten verbundenen Speicherbedarfs für die Importeure und letztendlich für die Industrie und die Haushalte in Deutschland keinesfalls „billig“ oder wirtschaftlich vorteilhafter.

Die deutschen Gaskäufer, von den Fern- und Regionalgesellschaften bis zur Industrie, zeigten durchweg keine Bereitschaft für in Deutschland geförderte Gasmengen im Vergleich zu irgendwelchen Importen einen Aufschlag für Versorgungssicherheit zu zahlen.<sup>12</sup>

Es gibt bisher in Deutschland keine mir bekannte analoge Diskussion, dass Deutschland etwa von billigem Erdgas aus Norwegen oder den Niederlanden profitiert hat. Die norwegischen oder die niederländischen Gasverkäufer würden – zumindest intern – vehement abstreiten, ihre im Vergleich zu den russischen Gasvorkommen begrenzten Gasmengen jemals „billig“ nach Deutschland verkauft zu haben. Auch die Gazprom-Verkäufer haben m.W. zu keiner Zeit die These vertreten, sie würden im Vergleich zu konkurrierenden Lieferanten billiges Gas nach Deutschland liefern.

Wie in der bereits zitierten Energy-Charter-Publikation „Putting a Price on Energy“ ausgeführt wird, enthielten die Gazprom-Verträge anders als die Gasunie-Verträge aufgrund der fehlenden Lieferflexibilität keine zusätzliche „Capacity Charge“ („Leistungspreis“).<sup>13</sup>

In der gleichen Quelle wird ebenfalls beschrieben, dass es für die Käuferseite vor dem Hintergrund des langen Lieferwegs von Sibirien bis Westeuropa im Falle von Lieferausfällen als Kompensation seitens Gazprom Preisrabatte auf die übrigen Liefermengen gab.<sup>14</sup> Aber auch das ist kein Argument für das Narrativ vom „billigen Gas“,

---

<sup>12</sup> Im Kreise der deutschen Gasproduzenten gab es bis in die 1980er Jahre hinein noch die Illusion, dass Gaskunden für deutsches Gas einen Preisaufschlag zahlen würden: einen legendären „Schelberger Schnaps“; benannt nach Herbert Schelberger, dem bis 1976 amtierenden Ruhrgas-Vorstandsvorsitzenden aus den Anfangsjahren der Erdgaswirtschaft in Deutschland.

<sup>13</sup> Energy Charter Secretariat, Putting a price on Energy, Brüssel, 2007, S. 157.

<sup>14</sup> Ebenda, S. 158.

denn der Rabatt war lediglich eine Entschädigung für die Nichteinhaltung von festen vertraglichen Lieferverpflichtungen und die daraus entstehenden Kosten für die Ersatzbeschaffung.

Warum konnte Gazprom in den regelmäßig stattfindenden Vertragspreisrevisionen das Marktpreisniveau anderer Gaslieferantländer erzielen, obwohl die niederländischen und die norwegischen Vertragspreise nicht in der Öffentlichkeit bekannt waren?

Die Gazprom-Verkäufer waren durchweg kundige und langjährig erfahrene Kenner der westeuropäischen Gaswirtschaft und Gasmärkte. Es gab auch nur eine sehr geringe Personalfuktuation auf den Fachebenen. Das ist m.E. auch ein Indiz dafür, dass diese Verhandler zumindest akzeptable Ergebnisse vorweisen konnten. Es wäre jedenfalls sehr erstaunlich gewesen, wenn die sowjetische bzw. russische Seite über die Verträge der ausländischen Konkurrenten nicht gut informiert gewesen wäre.

Aber auch ohne detaillierte Marktkenntnisse, die man den russischen Gazprom- bzw. Gazexport-Mitarbeitern nicht absprechen konnte, gab es für die Gazprom ausreichende öffentliche und verlässliche statistische Marktinformationen.

Die deutschen Gasimportstatistiken enthielten über Jahrzehnte die monatlichen Einfuhrmengen, spezifiziert nach Herkunftsländern sowie den durchschnittlichen (über die Herkunftsländer gemittelten) Importpreis (sogenannten BAFA-Einfuhrstatistiken). Diese Gaseinfuhrstatistiken mit dem „Grenzübergangspreis für Erdgas (GÜP)“ wurden in dieser Form letztmalig Ende 2022 veröffentlicht. Zuvor war schon die Spezifizierung der Liefermengen nach Herkunftsländern entfallen. Später wird erläutert, dass Deutschland zunehmend ein Transitland für Pipelinegastransporte geworden war und solche mengenbezogenen Importstatistiken daher auch keinen nennenswerten Sinn mehr ergaben.

Bei Herausrechnung ihres eigenen Lieferanteils (in Höhe von z.B. 35% noch im Jahr 1998) konnte Gazprom zumindest auf die ungefähre Höhe der Preise der großen Konkurrenten aus den Niederlanden und Norwegen schließen (Gasimporte aus Dänemark spielten mengenmäßig keine große Rolle).

Strukturelle, preisrelevante Absatzverschiebungen im Gasmarkt, hin zu einem höheren Anteil des Hochpreissegments Heizgas in Haushalten sowie die Tendenz zur Verwendung von teureren schwefelarmen Heizölen in der Industrie, die ebenfalls die

„Anlegbarkeit“, das heißt die erzielbaren Preise von Gas im Vergleich zu Heizöl verbesserten, waren ebenfalls für Experten – und damit auch für die ausländischen Gasexporteure – transparent und kalkulierbar. Den Einfluss solcher Veränderungen im Rahmen der turnusmäßigen vertraglichen Preisverhandlungen zu bewerten, war zwar nicht leicht, aber auch für die ausländischen Exporteure machbar.

Trotz des Abschlusses der vorgenannten SGE I-III Verträge wurde Mitte der 1970er Jahre – sogar von den deutschen Gasproduzenten – die Notwendigkeit gesehen weitere Gasimportmengen langfristig zu kontrahieren: „Einschließlich der einheimischen Produktion verbleibt für 1980 immer noch eine Lücke von 8 Mrd., für 1985 ein Fehl von 21 Mrd. m<sup>3</sup>, gemessen an der Primärenergieverbrauchsprognose der Bundesrepublik.“<sup>15</sup> Ungeachtet dieser Kalkulationen hat es dann später aber keine Versorgungslücken gegeben.

Der Verfasser der letztgenannten Quelle bewertete den Abschluss neuer Importverträge aus Norwegen und der UdSSR wie folgt: „Die Liefersicherheit der neueren Importprojekte ist rein technisch wohl gegeben. Das Maß der politischen Sicherheit ergibt sich einerseits aus der Diversifizierung der Bezugsquellen, andererseits aus der Bindung der Lieferanten an ihre eigenen, mit hohem Kapitaleaufwand geschaffenen Transporteinrichtungen.“<sup>16</sup>

Diese neuen Gasmengen konnten realistischweise zu einem Großteil nur von der UdSSR bereitgestellt werden. Daher wurden neue Verhandlungen aufgenommen, die, wie später noch näher erläutert wird, Anfang der 1980er Jahre zu einem weiteren Abschluss mit der Gazprom führen sollten.

Fazit: In den Phasen der Ausweitung der Importe sowie der Verlängerung der Verträge mit Gazprom gab es keinen strukturell unter einem allgemeinen Marktwert für Importgas liegenden Preis für Importgas aus der Sowjetunion bzw. Russland. Auch im Verhältnis zu den Nachbarländern wie Frankreich gab es für Deutschland bzw. für

---

<sup>15</sup> Eberhart Schindewolf, Probleme der Energieversorgung aus der Sicht des Erdöl- und Erdgasproduzenten, Fachzeitschrift für die Energie- und Wasserpraxis, Heft 2/1976, ohne Seitenangabe

<sup>16</sup> Ebenda.

unsere Industrie kein „billiges russisches Gas“. Und damit gab es auch keinen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Ländern.

Insgesamt gab es für Gazprom (oder auch die Regierenden) weder einen Grund noch einen Anreiz, russisches Gas „billig“, also unter Wert, an die Bundesrepublik zu verkaufen. Die russischen Exportpreise waren weder für die deutsche Industrie noch die anderen Verbraucher jemals „Liebesgrüße aus Moskau“.

Im Gegenteil: Die Sowjetunion musste die Investitionen für tausende von Kilometern an Pipelines und die Kosten für Kompressoren sowie die aufwändige Exploration und die Förderung von Gas unter arktischen Witterungsbedingungen stemmen. Dazu musste man auch auf westliche Technologien und Bankkredite zurückgreifen, deren Bezahlung Devisen erforderten.

Diese Ausführungen gelten für Gaslieferungen in die Bundesrepublik Deutschland, nicht jedoch für Lieferungen sowjetischen Gases in die DDR, die es ebenfalls seit 1973 gab. Diese basierten im Rahmen des damaligen Comecon nicht auf den im Westen geläufigen, langfristigen Erdgasverträgen, sondern auf für die Öffentlichkeit nicht transparenten „langfristigen Staatshandelsverträgen“.<sup>17</sup>

Man kann vereinfacht sagen, dass der Gasverbrauch der DDR – abgesehen von einer kleinen eigenen Gasproduktion, die aus Gasqualitätsgründen nur in der Industrie eingesetzt werden konnte – seinerzeit ausschließlich mit Stadtgas und mit Importmengen sowjetischer Herkunft gedeckt wurde. „Der Gaseinsatz für die Bevölkerung (war) noch weitgehend auf die Stadtgasdarbietung beschränkt“. Aber die Voraussetzungen für den raschen Ausbau der Erdgasversorgung waren dennoch gut: „...die Gasanschlußdichte (betrug) in Ostdeutschland mehr als 50%“.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> Verbundnetz Gas AG (VNG): Ein Unternehmen mit Energie 1990-1997, S. 13.

<sup>18</sup> Stand und Ausbau der Gasversorgung Ostdeutschlands, K.-E. Holst und W. Altmann, Die Führungskraft 5-6/91, S. 37f.

## **Verkäufermarkt in den 1980er Jahren: Westeuropäische Ausweitung der Lieferbeziehung mit der UdSSR ab Ende 1981 – ungeachtet von US-Sanktionen**

Im Jahr 1981 erfolgte die Dritte Fortschreibung des Energieprogramms der Bundesregierung (Bundesministerium für Wirtschaft vom 04.11.1981). Der Erdgasbeschaffung wurde breiter Raum gewidmet (Abschnitt F):

- Unter TZ 104: „Bei den notwendigen Erdgasimporten muß die Diversifizierung der Bezugsquellen mit Schwerpunkt in westlichen Lieferländern weiterhin Vorrang haben“.
- Unter TZ 105 wird auf die Importe aus dem Osten eingegangen: „Die Bundesrepublik hat die Probleme der Abhängigkeit von Erdgaseinfuhren, insbesondere bei zusätzlichen Mengen aus der UdSSR, mit der Wirtschaft und ihren wesentlichen Partnern sorgfältig beraten. Sie ist der Auffassung, daß selbst eine Verdoppelung der Lieferungen aus der UdSSR angesichts des bestehenden Sicherheitsnetzes nicht zu einseitigen, unververtretbaren Energieabhängigkeiten führt.“

Damals stand – auch vor dem Hintergrund der zurückliegenden Ölpreiskrisen – die Liefersicherheit im Zentrum der Energiepolitik. Das vorgenannte Energieprogramm umfasste inhaltlich alle Energieträger und das energiepolitische Dreieck aus Versorgungssicherheit, Preiswürdigkeit und Umweltfreundlichkeit und hatte einschließlich der Abbildungen und Tabellen insgesamt 96 Seiten!

Abgesehen von dem Schutz und den Subventionen der teuren deutschen Steinkohleproduktion (etwas großspurig als „Jahrhundertvertrag“ bezeichnet) war die damalige Energiepolitik technologieoffen und es wurden weitgehend nur die Rahmenbedingungen für die einzelnen Energieträger vorgegeben.

Schon beim Abschluss des sogenannten SGE IV Liefer- und Bezugsvertrages zwischen der privatwirtschaftlichen Ruhrgas AG (u.a. mit den seinerzeitigen internationalen Eigentümern Esso, Shell, Mobil und BP) und der staatlichen Gazprom mit 10,5 Mrd. m<sup>3</sup>p.a. kontrahierten Volumen – und der geplanten Lieferaufnahme im Jahr 1984

– bestand in den Medien die Hoffnung auf „billiges Gas“ aus der seinerzeitigen UdSSR.<sup>19</sup> Zu Recht?

Auf die Einzelheiten des Ende 1981 abgeschlossenen riesigen Ost-West-„Dreiecksgeschäfts“ (1,2 Mio. t Röhren von Mannesmann, Kredite der Deutschen Bank und langfristige Gasverträge zwischen der Gazprom bzw. deren Tochtergesellschaften und der Ruhrgas AG) soll hier nicht eingegangen werden. Auch andere auf Gasimporte angewiesene Länder wie Frankreich und Italien waren an diesen Verträgen beteiligt. Diese Ereignisse um das Dreiecksgeschäft sind bereits umfassend dokumentiert.<sup>20</sup>

Laut einem Bericht aus DIE ZEIT hatte das neutrale Österreich schon lange zuvor, nämlich im Jahr 1969, mit Gazprom einen vergleichbares Koppelungsgeschäft abgeschlossen: mit einem langfristigen Gasbezugsvertrag in Höhe von 5 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. und mit der Lieferung von Pipelineröhren auf Kredit.<sup>21</sup> Auch andere westeuropäische Länder wie Frankreich und Italien setzten damals mangels Alternativen zunehmend auf den Import von Gas aus der UdSSR, was hier aber nicht weiter beleuchtet werden soll.

Kurz erwähnt sei aber, dass die damalige US-Regierung (vor dem Hintergrund des Einmarschs der UdSSR in Afghanistan) erheblichen Druck auf Deutschland ausübte, den Abschluss dieser Verträge zu verhindern, weil es eine Abhängigkeit von russischen Lieferungen befürchteten und eine „Finnlandisierung Deutschlands.“ Aber die deutsche Regierung ließ sich davon nicht beeindrucken: „Wer nicht will, dass wir Erdgas von den Sowjets kaufen, muss Alternativen bieten“.<sup>22</sup>

Der Abschluss des SGE-IV-Vertrages zwischen der Ruhrgas AG und Gazprom am 20.11.1981 (der die Gesamtvertragsmengen auf bis zu 21 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. steigerte)

---

<sup>19</sup> Karl-Günter Kemmer, „Wenn der Gasdruck steigt...Mit den Lieferungen aus Sibirien sollen die Preise sinken“, DIE ZEIT, Nr. 25, 18.06.1982, S. 22.

<sup>20</sup> Dietmar Bleidick, Die Ruhrgas 1926 bis 2013, Berlin/Boston, 2018, S. 287ff.

<sup>21</sup> Heinz-Günter Kemmer, Energie-Vasall Bundesrepublik? DIE ZEIT, Nr. 48, 20.11.1981, S. 33.

<sup>22</sup> Zitat von Bundeskanzler Helmut Schmidt, Bonn reagiert kühl auf US-Offerten, Handelsblatt, 31.07.1981, Nr. 144, S. 4.

fürte Anfang 1982 sogar zu Sanktionen der Reagan-Regierung der USA gegen die UdSSR.<sup>23</sup> Diese Sanktionen der USA, vor allem mit dem Ziel den Bau von Pipelinekompressoren mit westlicher Technologie (u.a. von der AEG) in der UdSSR zu verhindern, waren seinerzeit aber nicht erfolgreich.<sup>24</sup>

Die Kontrahierung russischer Gaslieferungen durch die Ruhrgas AG unter dem Vorstandsvorsitzenden Dr. Klaus Liesen in Zeiten des „kalten Krieges“ wurde eng von der deutschen Politik begleitet (Stichworte: „Entspannungspolitik“ und „Wandel durch Handel“) und es gab ein klares Verständnis, dass der Anteil der Gasbezüge aus der UdSSR zwingend begrenzt werden musste, auf maximal 30% des Marktes. Die Einhaltung dieser Begrenzung wurde seitens der Bundesregierungen jährlich überwacht.

Vor der späteren Entflechtung („Unbundling“) der Transport- und Speicherkapazitäten von den Handelsaktivitäten im Zuge der Schaffung des EU-Energiebinnenmarktes in den 1990er Jahren legten die damaligen Gasimporteure und Speichereigentümer zur Sicherheit der Gasversorgung großen Wert darauf, in den absatzschwachen Sommermonaten ihre Speicher zu füllen und den Gasbestand in den Speichern bis zum Jahreswechsel zu halten.

Zum Ende eines jeden Gaswirtschaftsjahres (Ende September) verschaffte sich das deutsche Wirtschaftsministerium einen Überblick über die Höhe der Speicherfüllstände. Es gab ein Einvernehmen mit den Gashändlern, dass die dann gefüllten Gasspeicher möglichst bis zum jeweiligen Jahresende nicht – oder nur zeitweilig in geringem Umfang – angetastet wurden. In den verbleibenden Wintermonaten (ab Januar) war dann die Liefersicherheit auch im Falle eines Totalausfalls eines großen Lieferanten gewährleistet. Mit dieser konsequenten Vorratshaltungspolitik wurde gewährleistet, dass auch im Falle eines vollständigen Lieferstopps der russischen Lieferungen in den Wintermonaten die Versorgungssicherheit gegeben war und man mit diesem Argument weiterhin neue Gaskunden akquirieren konnte.

---

<sup>23</sup> Wolfgang Hoffmann, Ein Kampf mit stumpfen Waffen. Der Boykott gegen die UdSSR, DIE ZEIT, Nr.2, 08.01.1982, S 18.

<sup>24</sup> Hans D. Barbier, High Noon in Essen – Reagan hat sich als Sheriff im Röhrenstreit vergaloppiert, FAZ 28./29.08.1982, S. 25.

Auch ohne ein solches Einvernehmen mit der Politik hätten die damaligen Großimporteure Ruhrgas, die BEB und die Thyssengas mit dem Ziel der Wahrung der Diversifizierung ihren Einkaufsportfolios und zur Wahrung ihrer Verhandlungspositionen keinen höheren Anteil an russischen Bezügen akzeptiert.

Insbesondere durch den Abschluss des norwegischen Troll-Liefervertrages mit den westeuropäischen Gasimportgesellschaften in 1986 (benannt nach dem riesigen Öl- und Gasfeld „Troll“, mit Lieferbeginn für Gas in 1993) konnte sichergestellt werden, dass das deutsche und westeuropäische Gasaufkommen breit diversifiziert blieb.

Ein später verfasster Brief eines Beraters an den ehemaligen US-Präsidenten Ronald Reagan, seinerzeit ein großer Unterstützer des Troll-Projektes, enthielt folgende Einschätzung: „Your efforts to find alternatives to Soviet gas was one of the major contributors to the rapid economic decline of the Soviet Union“.<sup>25</sup>

Importgas aus der UdSSR über den Grenzübergangspunkt in Waidhaus war im Übrigen im Norden und Westen der alten Bundesrepublik preislich nicht oder zumindest kaum wettbewerbsfähig

Unter Berücksichtigung der Transportkosten des Fernleitungsnetzes war das seinerzeit heizölpreisgebundene russische Importgas (Grenzübergang in Waidhaus) im nahegelegenen München für die deutschen Importeure billiger als norwegisches Gas (Grenzübergang in Emden). Aber in Hannover und Hamburg wäre das russische Gas, wenn es bis in den Norden hin transportiert worden wäre, deutlich teurer gewesen als etwa aus Norwegen oder Dänemark importiertes Gas.

Der Grund waren die damals marktüblichen (entfernungskostenbasierten) Ferngastransporttarife in der Größenordnung von 20-25 €/m<sup>3</sup>/h/100 km/a zuzüglich Treibgasverbrauch zugrundgelegt (umgerechnet von DM in €). Bei einem Importgasvertrag mit weitgehend gleichmäßiger Lieferung über das gesamte Jahr entstanden dem Transporteur über eine inländische Transportentfernung von 100 km spezifische Transportkosten in Höhe von ca. 0,025-0,03 €/kWh.

---

<sup>25</sup> North Sea Saga. The oil age in Norway. Oslo 2006/2007, S. 32.

Bei einem Transport von russischem Gas von Waidhaus nach Norddeutschland über eine Entfernung von 400 km entsprach das Ferngastransportkosten von 0,10-0,12 €/kWh. Die damals übliche Gesamtmarge einer Ferngasgesellschaft für Transport, Gasspeicherung, Gasqualitätsmanagement, Vertrieb und Gewinn war mit 0,15-0,20 €/kWh nur unwesentlich höher.

Fazit: Während der bisherigen Phasen der Gasimportverträge aus der Sowjetunion (SGE I-IV) konnte von billigem Gas, dessen Preis unter einem allgemeinen Marktwert lag, von dem Deutschland oder speziell die „deutsche Industrie“ profitiert hätte – anders als oft in der Öffentlichkeit gegenüber der Politik und der Wirtschaft nachträglich etwas verächtlich behauptet – nicht die Rede sein.

**Käufermarkt in den 1990er Jahren: Gazprom geht in die Offensive und strebt nach höheren Gaserlösen. Das Joint Venture der Gazprom mit Wintershall/BASF tätigt Milliarden-Investitionen in die westdeutsche Gasinfrastruktur und eröffnet den Gaskunden alternative Bezugsmöglichkeiten. Ein schwieriger Start für die ostdeutsche Gaswirtschaft**

Das Ende der Sowjetunion am 31.12.1991, der vorherige Fall der Berliner Mauer und die deutsche Wiedervereinigung sowie die Liberalisierung der Gasmärkte in Deutschland und der EU waren in 1990er Jahren auch für die Gasimportverträge eine Zäsur.

Gazprom hatte als Monopolversorger in der Sowjetunion und später in Russland mit den möglichst hohen Exporterlösen aus Westeuropa die Gaspreise im Inland zu subventionieren und auch noch die Ostblockländer mit Gas zu versorgen. Diese ehemaligen Mitglieder des Comecon verfügten nicht über ausreichend harte, konvertierbare Währungen, um höhere Gaspreise zu bezahlen. Im bisherigen planwirtschaftlichen System waren „Bartergeschäfte“ üblich gewesen.

Bei aller berechtigten Kritik an dem riesigen Staatsmonopol Gazprom und seinen vielen Tochtergesellschaften (mit über 400.000 Beschäftigten)<sup>26</sup> und deren Geschäftsgebaren sollte folgendes nicht unerwähnt bleiben: Während der wirren Jahre nach

---

<sup>26</sup> u.a. Jürgen Roth, Gazprom - Das unheimliche Imperium, Frankfurt a.M., 2012, S. 12.

dem Ende der UdSSR in 1991 und der zeitweilig chaotischen politischen und wirtschaftlichen Lage in Russland schaffte es Gazprom (bzw. deren Beschäftigte, die sogenannten „Gasowikis“) bei arktischen Wintertemperaturen weiterhin die Gasproduktion und den Gastransport im Inland und ins Ausland aufrechtzuerhalten und damit die einheimische Bevölkerung heiztechnisch durch den Winter zu bringen sowie ihren Exportvertragsverpflichtungen nachzukommen.

Diese technische und organisatorische Meisterleistung in extrem schwierigen, ja, chaotischen Übergangszeiten in Russland ist bisher kaum irgendwo gewürdigt worden.

Bei all diesen politischen Verwerfungen konnte die russische Gasproduktion 1991 mit 640 Mrd. m<sup>3</sup> sogar einen „Peak“ erreichen und auch 1997 betrug die Gasproduktion noch 571 Mrd. m<sup>3</sup>; davon entfielen 534 Mrd. m<sup>3</sup> auf Gazprom.<sup>27</sup>

Die niedrigen Ölpreise Anfang der 1990er Jahre führten, bedingt durch die Heizölpreisbindung der Gaspreise in den Importverträgen, dazu dass auch die Grenzübergangspreise für Gas und damit die Erlöse der Gazprom deutlich sanken. Gleichzeitig war das Gasangebot gestiegen und der Markt drehte sich in Richtung Käufermarkt.

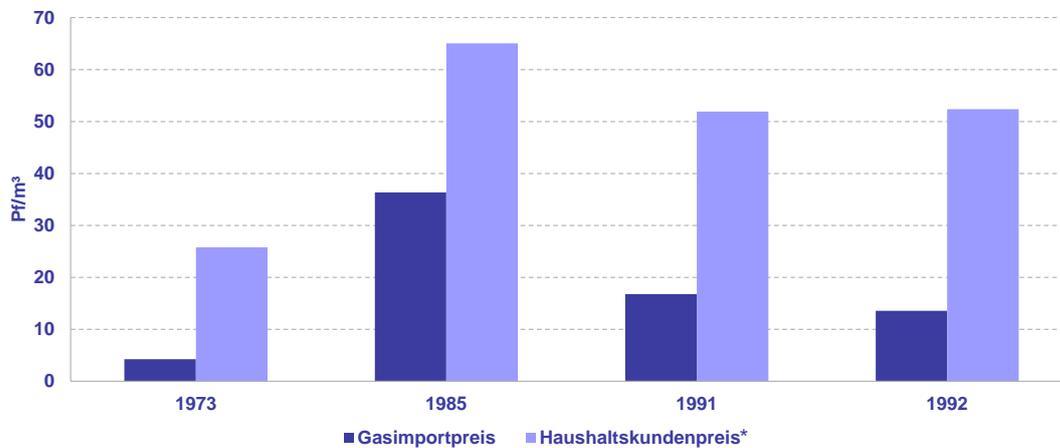
Gleichzeitig war die Gazprom wohl mit ihren an der deutschen Grenze erzielten Gaspreisen im Vergleich zu den veröffentlichten Haushaltsgaspreisen nicht zufrieden. 1992 zahlten Haushalte (ohne MwSt) ca. 52 Pf/m<sup>3</sup>, der durchschnittliche Gasimportpreis betrug damals 13,5 Pf/m<sup>3</sup>.

Die veröffentlichten Gasimportstatistiken des Statistischen Bundesamtes (Fachserie 7, Reihe 14), des BGW und des Wirtschaftsministeriums enthielten die Haushaltspreise in Deutschland.

---

<sup>27</sup> Jonathan P. Stern, Competition and Liberalization in European Gas Markets, London 1998, S. 42.

Abbildung 2: Durchschnittliche Gaspreise in der Bundesrepublik Deutschland



\*ohne Mehrwertsteuer

Quelle: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland, 4., völlig neu bearbeitete Auflage, Köln 1994, S. 202f.*

In Zeiten hoher Heizölpreise waren die Erlöse der Gazprom stark angestiegen (z.B. im Jahr 1985), aber Anfang der 1990er Jahre waren die Gasimportpreise weit stärker gefallen als die Preise der privaten Haushalte. Bei den Industriepreisen gab es ebenfalls eine, wenn auch kleinere, Ausweitung der Preisspanne.

Aus Sicht der ausländischen Gasproduzenten und insbesondere auch seitens Gazprom war bereits seit Mitte der 1980er Jahre die Aufteilung des Endkundenpreises auf die verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette mit einem hohen Anteil für die Inlandsvermarktung ungerecht. Der größte Teil der Wertschöpfung entfiel auf die Inlandsvermarktung für wenige hundert Kilometer Transport, Speicherung, Verteilung sowie die mehrfach steigenden staatlichen Abgaben.<sup>28</sup>

Zugleich gab es in den gasreichen Niederlanden im Gegensatz zu Deutschland einige vom Staat regulierte Gastarife, und das nicht nur für Gewächshäuser. Besonders große Gasverbraucher wie der Chemiegigant DOW Chemical profitierten dort von dem besonders günstigen „Tarif F“. Auf der Grundlage ihrer Einkaufsverträge

<sup>28</sup> Das Aufkommen an Erdgassteuern lag zu Beginn des folgenden Jahrzehnts im Jahr 2000 bei ca. 2,1 Mrd. €, das der Konzessionsabgaben auf Gas bei 0,63 Mrd. € (jeweils zuzüglich MwSt).  
Quelle: BDEW, Energie, Artikel: 17 Milliarden Euro Staatslasten auf Strom und Gas (für 2007), Energie Informationsdienst, 31/08, S. 12.

konnte die Ruhrgas AG der BASF AG in Ludwigshafen, dem größten deutschen Gasverbraucher und DOW-Konkurrenten, vergleichbar niedrige Gaspreise nicht anbieten.

Zwei mit der Situation in Deutschland unzufriedene Partner fanden sich: Es kam zur Gründung der Wintershall Erdgashandelshaus GmbH (WIEH, gegründet 1990) und zu einem weiteren Joint Venture namens Wingas AG (Kassel, gegründet 1993) zwischen Gazprom und der BASF/Winterhall-Gruppe (die Wintershall AG war bis 2024 eine Tochtergesellschaft der BASF AG).

Die Wingas trat innerhalb Westdeutschlands mit russischem Gas in den Wettbewerb mit den bisherigen deutschen Gasimporteuren und Produzenten ein. Wingas investierte in großem Umfang in eigene Gasinfrastruktur (in Pipelines wie die MIDAL und die STEGAL sowie in Gasspeicher). Bis dato hatten die ausländischen Gasexporteure ihre Gasmengen nur bis zur deutschen Grenze geliefert.

Entlang ihrer neuen Pipelines vermarktete Wingas ihre russischen Gasmengen an regionale Gasgesellschaften, Stadtwerke und industrielle Gaskunden. Die Struktur ihrer (überwiegend) langfristigen Verkaufsverträge ähnelte denen der traditionellen Lieferanten. Um den Markteintritt bei diesen Kundensegmenten, den Zwischenhändlern, zu erreichen, waren deren Vertragspreise zumindest zu Beginn etwas niedriger als die Preise bei den bisherigen Vorlieferanten wie z.B. der Ruhrgas. Insgesamt hatte der Markteintritt der Wingas bei den Stadtwerken und den Regionalverteilern aber keinen großen Einfluss auf die Höhe des Endverbraucherpreisniveaus.

Die regionalen und lokalen Gasversorger nutzten die neue Situation und die meisten hatten nun eine zweite Gasbezugsquelle (Gas-zu-Gas-Wettbewerb). Im Jahr 1998 betrug der Gesamtabsatz der Wingas etwa 80 Mrd. kWh (knapp 8 Mrd. m<sup>3</sup>).<sup>29</sup> Das entsprach seinerzeit einem Marktanteil am gesamten Gasmarkt von ca. 10%.

Gazprom erhöhte aber nicht nur ihre Lieferung nach Deutschland und baute Gaspipelines. Um ihre zusätzlichen Lieferungen marktgerecht anbieten zu können, ermöglichte Gazprom auch die Errichtung des größten deutschen Erdgasspeichers.

Im Jahr 1993, zum Zeitpunkt des Baus und der Inbetriebnahme des Gasspeichers Rehden (Niedersachsen), einem ausgeförderten Gasfeld der Wintershall AG, war es

---

<sup>29</sup> Dr. Rainer Seele, Die Vertriebsstruktur der Wingas, Euroforum Konferenz Mai 2001.

„Common Sense“ in der Gasindustrie, dass die Wintershall allein (auf der Basis von damaligen Marktpreisen für Gas) diese Investition niemals getätigt hätte. Der Joint-Venture-Partner Gazprom mit seinen riesigen Gasreserven konnte dieses Projekt im Zusammenspiel mit Winterhall anders kalkulieren als westeuropäische Gasgesellschaften und damit erst ermöglichen.

Mit diesem größtem Gasspeicher Westeuropas (Arbeitsgasvolumen von ca. 4 Mrd. m<sup>3</sup>) konnten die relativ konstanten Importmengen der Gasverträge aus Russland an den saisonal unterschiedlichen Gasbedarf in Deutschland angepasst werden.

Auch aufgrund dieser neuen großen Gasspeicherkapazitäten wurde eine Abhängigkeit von russischen Lieferungen damals trotz der stetig wachsenden Wingas-Importmengen aus Russland nicht gesehen. Nach dem Ende des „kalten Krieges“ stieg die wechselseitige Abhängigkeit und auch das Vertrauen auf Russland als verlässlichen Kooperationspartner.

Im dem bereits vorgenannten SPIEGEL-Artikel wird das Vorgehen der BASF wie folgt beschrieben: „Die BASF war ein Treiber in der Gasliebe zu Russland, mit ihrer Tochter Wintershall hat sie das Gas herübergeholt. Guten, billigen Stoff aus der Pipeline, als Rohstoff für die Chemie der BASF und als Energie für das Land“.<sup>30</sup>

Die Gasqualität des russischen Gases war in der Tat stets einwandfrei. Die Gasbezugsbedingungen des Joint Venture Partner der Gazprom, der BASF sind – zumindest dem Verfasser – nicht bekannt. Das BASF/Wintershall Joint Venture Wingas mit Gazprom hatte über viele Jahre Bestand. Daher kann man annehmen, dass die BASF mit ihren Gaseinstandskosten aus Russland zufrieden sein konnte.

Ungeachtet der anhaltenden Konkurrenz, insbesondere zwischen dem Marktführer, der Ruhrgas und der Wingas, verlängerte die Ruhrgas 1998 mit der Gazprom unter Betonung der Energiepartnerschaft „eine Reihe von Verträgen bis zum Jahr 2020“.<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup> DER SPIEGEL, „Der Despot in der Gleichung“, 25.06.2022, Nr. 26, S. 8.

<sup>31</sup> Ruhrgas AG, Russisches Erdgas für Ruhrgas, Die ersten 25 Jahre, Lieferjubiläum 01. Oktober 1998, S. 7.

Anders als in Westdeutschland geriet Gazprom mit ihren Exportmengen nach dem Mauerfall im Osten in die Defensive. Es entwickelte sich ein Wettbewerb um die bisher von Gazprom versorgten Gasmärkte in Ostdeutschland und den ehemaligen Ostblockstaaten.

In Deutschland lag der Anteil russischen Gases am Gesamtaufkommen nach der Wiedervereinigung deutlich über dem Anteil russischen Gases in der alten Bundesrepublik. Wie bereits ausgeführt, war das darauf zurückzuführen, dass die DDR, abgesehen von einer relativ geringen eigenen Gasproduktion, ausschließlich mit sowjetischen Gasmengen versorgt worden war.

In den ostdeutschen Bundesländern war das Bedürfnis nach westlichen Gasemengen groß. Die mit Unterstützung der westdeutschen Gasgesellschaften, insbesondere der Ruhrgas, neugegründete VNG suchte zur Diversifizierung der Gasbezüge für ihr Versorgungsgebiet in Ostdeutschland den raschen Abschluss von Verträgen über Gaslieferungen aus dem Westen.

Mit einer nie zuvor gekannten Geschwindigkeit wurde mit der NETRA (Norddeutsche Erdgas-Transversale) eine kapazitätsstarke Gaspipeline von Achim (Niedersachsen) bis Salzwedel gebaut (1995). Anschließend wurde das Leitungssystem bis in die Umgebung von Berlin verlängert. Heute, da die Realisierung solcher überregionaler Energie-Leitungsprojekte in der Regel eher Jahrzehnte benötigt, würde man das seitens der Politik wohl als „neue Deutschland-Geschwindigkeit“ bezeichnen.

Die Flussrichtung der Gastransporte über die NETRA verlief für viele Jahre eindeutig von West nach Ost, um in Ostdeutschland einerseits die Umstellung von Stadtgas (basierend auf Braunkohle) auf Erdgas zu ermöglichen und andererseits zur Diversifizierung des dortigen Erdgasaufkommens beizutragen. Den Beteiligten Eigentümern der NETRA war damals durchaus bewusst, dass die Gasreserven Westeuropas begrenzt waren und voraussichtlich nur für einige Jahrzehnte ausreichten, um die ostdeutschen Bundesländer mit „Westgas“ zu beliefern. Dass es später zu einer Umkehr der Flussrichtung von Ost nach West kam und russische Gasmengen über die NETRA in Richtung der Niederlande flossen, war daher keine Überraschung.

Die Ruhrgas (1990), die BEB (1990), die Mobil (1992) sowie ein norwegisches Verkaufskonsortium (1993) schlossen sehr schnell größere, langfristige

Lieferverträge mit der VNG AG ab. Diese Gaslieferungen aus dem Westen ersetzen dann bei dem späteren Lieferbeginn in den neuen Bundesländern russische Gasmen- gen.

Zuvor versuchte das Gazprom/Wintershall Joint Venture (WIEH) unterdessen in 1991 mit „überzogenen Preisforderungen“ – also dem Gegenteil von „billigem Gas“ – ihren noch bestehenden monopolartigen Lieferanteil mit russischem Gas in den ost- deutschen Bundesländern auszunutzen.

Die VNG musste sich Ende 1991 mit Lieferstopp-Drohungen der WIEH auseinan- dersetzen. Der damalige VNG-Vorstandsvorsitzende Klaus-Ewald Holst beschrieb die damalige Situation wie folgt: „Dann kamen die Winter 90/91 und 91/92. Das Gas lief noch, die Preisforderungen der Gazprom an den Osten überstiegen jene im Wes- ten der Republik erheblich. Für die dahinsiechende ostdeutsche Wirtschaft war das unbezahlbar...Dann wurde sogar ein Lieferstopp angedroht.“<sup>32</sup>

Er zitiert im Zusammenhang mit dem damaligen „Problem mit Russland“ außer- dem Hans-Dietrich Genscher (den kurz zuvor ausgeschiedenen Bundesaußenminis- ter) „Herr Holst, wenn wir den Russen für ihr Gas ein wenig mehr zahlen, dann tun wir auch etwas Gutes dahingehend, deren Weg in die Demokratie etwas zu unterstüt- zen, verstehen Sie?“<sup>33</sup>

Dieser angedrohte Lieferstopp wurde „buchstäblich in letzter Minute“ mittels einer gerichtlichen „einstweiligen Verfügung“ gestoppt. Damals waren die West-Ost-Lei- tungssysteme noch wenig miteinander verbunden. Aus dem Westen konnten seiner- zeit nur begrenzte Mengen nach Ostdeutschland geliefert werden. „Aushilfslieferun- gen an die VNG zur Aufrechterhaltung flossen in der angespannten Lage ab Oktober 1991 von Ruhrgas. Willkommene Hilfe leistete auch die BEB.“<sup>34</sup>

---

<sup>32</sup> Klaus-Ewald Holst. *Bewegte Zeiten*, Halle, 2013, S. 117.

<sup>33</sup> Ebenda.

<sup>34</sup> Verbundnetz Gas: *Ein Unternehmen mit Energie 1990-1997*, Auszüge S. 14.

Laut Herrn Holst wurden diese Auseinandersetzungen erst Anfang 1994 – mit Unterstützung der Ruhrgas – gelöst und es wurde ein Bezugsvertrag für russisches Gas mit der damals üblichen Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen.<sup>35</sup>

Gazprom (bzw. deren Tochtergesellschaften) waren also in bisher ausschließlich mit russischem Gas versorgten Regionen einer neuen, ungewohnten Westkonkurrenz ausgesetzt. Experten bewerteten die Strategie der Gazprom in dem Sinne, dass Gazprom über Jahre die Zielsetzung verfolgen musste, eher defensiv ihre bisherigen Marktanteile – insbesondere gegen norwegische Gasmengen – im sich politisch neuformierenden Europa zu halten.

Vor allem die norwegischen Lieferanten bemühten sich um den Abschluss von Lieferverträgen. Im Falle Polens war dieses Bemühen damals zunächst vergeblich. Österreich und Tschechien schlossen, wenn auch in kleinerem Umfang, Verträge mit norwegischen Lieferanten ab und diversifizierten ihre Gasaufkommen zumindest etwas.

Aus mehreren Gründen blieb der Anteil westeuropäischer Gasmengen in den ehemaligen Ostblockstaaten begrenzt. Wie bereits ausgeführt ist der Gastransport über weite Strecken (auf einer westeuropäischen Kosten- und Tarifbasis) teuer und die verfügbaren Gasreserven in Westeuropa waren begrenzt, insbesondere in Deutschland und den Niederlanden.

Vor allem aber war auch das erzielbare Gaspreisniveau (Haushalte und Industrie) in Zentral- und Osteuropa viel niedriger als in Westeuropa. Westliches Gas war für diese Länder einfach zu teuer.

Dieses Streben der Gazprom nach höheren Gasexportpreisen in den früheren Ländern des Ostblocks und den ehemaligen Republiken setzte sich bis ins folgende Jahrzehnt fort, insbesondere im Dauerstreit mit der Ukraine.<sup>36</sup>

Aber nicht nur im Osten gab es Veränderungen. Nachfolgend wird geschildert, wie eine Politikwende im Westen mit zeitlicher Verzögerung zu einer völligen Veränderung der Gaspreise führte, nicht nur in den Verträgen mit Gazprom. In der EU begann

---

<sup>35</sup> Ebenda, S. 123.

<sup>36</sup> „Ukraine wrestles with the consequences of higher gas prices“, Gas Matters, March 2006, S. 18ff.

eine Debatte, den Gasverbrauchern eine freie Wahl ihrer Gaslieferanten zu ermöglichen (Stichwort: „Liberalisierung der Gasmärkte“).

Im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland (United Kingdom, UK) gab es seit Anfang der 1990er Jahre dafür ein Vorbild. Das langjährige Gasmonopol von British Gas (BG) zur Belieferung aller Gaskunden in UK war gebrochen worden. Neue Gaslieferanten, wie die Quadrant Gas Ltd. (London), traten unter Nutzung der BG-Gasleitungen bereits ab 1990 in den britischen Markt ein, zunächst zur Belieferung von Industriekunden. Diese Liberalisierung des UK-Gasmarktes wurde später zum Vorbild für den EU-Gasbinnenmarkt.<sup>37</sup>

Ab 1993 gab es Anzeichen dafür, dass sich die Marktsituation von einem Käufermarkt mittelfristig hin zu einem Marktgleichgewicht entwickeln könnte. In einer Veröffentlichung wurden fast durchweg optimistische Zuwächse beim Gasverbrauch genannt, aber auch die dazu notwendigen Voraussetzungen beschrieben. Das Fazit lautete, es sei „unsicher, ob für die mittelfristige Zukunft von einem Käufer- oder einem Verkäufermarkt ausgegangen werden kann.“<sup>38</sup>

- Zum einen werden die seinerzeit langfristigen Absatzerwartungen für Gas beschrieben. Im Vergleich zum deutschen Gasverbrauch von 79 Mrd. m<sup>3</sup> in 1992 rechneten damals die Prognos und die Esso AG für 2010 mit einem Gasverbrauch von 106 Mrd. m<sup>3</sup>, die Shell AG in alternativen Szenarien für 2010 mit einer Bandbreite zwischen 97 und 112 Mrd. m<sup>3</sup>.
- Zum anderen wurden die mit diesen Prognosen und Szenarien verbundenen Voraussetzungen und Risiken der Realisierung einer Absatzausweitung ausführlich beschrieben: vor allem die Unsicherheit über den preissensitiven Gasverbrauch im Kraftwerkssektor, die weitere Entwicklung des Ölpreisniveaus, der vielfältigen und hohen Steuerbelastungen und mit all

---

<sup>37</sup> Hans-Ulrich Meine, Die britische Gaswirtschaft im Umbruch – Third Party Access Erfahrungen bei Quadrant Gas, BEB-Mosaik, 2/1994, S. 12ff. und Hartmut Putze, der Wandel der Gaswirtschaft in Großbritannien, Zeitschrift gas, Heft 4/97, Seiten 26-33

<sup>38</sup> Deutsche Gaswirtschaft und einheimische Produktion, H.C. Rothermund, K.M. Reinicke, L. Bökenkamp und F. Springer, Zeitschrift: ERDÖL, ERDGAS, KOHLE, 1993, 109. Jahrg., Heft 12, S. 486ff.

diesen Faktoren verbunden die Frage der Höhe der zukünftigen Upstream-Investitionen.

In Deutschland war zum Ende des Jahrzehnts die Beziehung zwischen der Ruhrgas und der Gazprom wieder intakt. In 1998 wurde das 25-jährige Lieferjubiläum gefeiert und die „nachhaltige Wiederbelebung der Zusammenarbeit“ betont. Im gleichen Jahr wurden die bestehenden Verträge bis zum Jahr 2020 und dann später nochmals sogar bis 2030 verlängert.<sup>39</sup>

Die Ruhrgas erwarb 1998 und 1999 in zwei Schritten sogar eine Beteiligung am Grundkapital der Gazprom in Höhe von insgesamt 4%. 2003 erfolgte dann eine weitere Aufstockung dieser Beteiligung auf 6,4%.<sup>40</sup>

In Bezug auf die Ruhrgas findet man zur Größenordnung der erzielbaren Margen eines Gasimporteurs vor dem Hintergrund des in dieser Dekade verschärften Pipeline-zu-Pipeline-Wettbewerbs folgende Aussage: „Der Rohertrag in Cent pro Kilowattstunde sank infolgedessen zwischen 1991 und 2000 kontinuierlich von 0,214 auf 0,12 und halbierte sich annähernd.“<sup>41</sup>

Fazit: Nach dem Mauerfall waren die frühen 1990er Jahre davon geprägt, dass Gazprom mit westlichen Gasmengen in ihren angestammten Gasmärkten in Ostdeutschland und Mitteleuropa konfrontiert war und diese Zeit eher als eine Phase der Marktanteilerhaltung für russisches Gas zu charakterisieren ist. Westliches Gas wurde sehr rasch mobilisiert, um langfristige Lieferungen in das Gebiet der ehemaligen DDR und auch – allerdings sehr begrenzte – Lieferungen nach Österreich und Tschechien zu realisieren. „Geschützt“ wurden die angestammten Versorgungsgebiete der Gazprom aus Sowjetzeiten in Zentral- und Osteuropa im Grunde durch die hohen Transportkosten, etwa von Emden (norwegisches Gas) oder Bunde (Gasmengen aus den Niederlanden).

---

<sup>39</sup> E.ON Ruhrgas-Chronik zu „35 Jahre sichere Versorgung“: „Erdgas aus Russland. Gewachsenes Vertrauen und langfristige Energiepartnerschaft“, Essen 2008, S. 23.

<sup>40</sup> Ebenda, S. 22.

<sup>41</sup> Dietmar Bleidick, Die Ruhrgas 1926 bis 2013. Aufstieg und Ende eines Marktführers, Berlin/Boston 2018, S. 422f.

Zum Ende des Jahrzehnts gab es wieder eine Annäherung zwischen den Vertragsparteien. Auch in diesem Jahrzehnt eines lange anhaltenden Käufermarktes und des entstandenen Pipeline-zu-Pipeline-Wettbewerbs waren russische Importgasmengen nicht „billiger“ als Gas aus vergleichbaren Verträgen anderer Lieferländer. Die zuvor geschilderten Auseinandersetzungen in Ostdeutschland Anfang der 1990er Jahre um die Höhe der Gaspreise für Importgas aus Russland sprechen ebenfalls nicht für die Erzählung vom „billigen Gas aus Russland“.

**Marktgleichgewicht in der ersten Hälfte der 2000er Jahre: Strategische Partnerschaft mit Russland. Zum Ende des Jahrzehntes ermöglichen Gasüberschussmengen die Entstehung eines liquiden EU-Gasbinnenmarktes.**

Anfang der 2000er Jahre kämpften die Gasproduzenten und -Importeure noch für die Beibehaltung der Heizölpreisbindungen und gegen die von der EU-Kommission stetig vorangetriebene und letztlich umgesetzte Liberalisierung der Gasmärkte in Europa. In dem nachfolgend beschriebenen Konferenzbeitrag aus dem Jahr 2000 wurden Argumente gegen einen liquiden europäischen Gasmarkt ohne heizölgebundene Langfristverträge vorgetragen.

Die Shell gehörte (als Miteigentümer des niederländischen Gasexporteurs, der Gasunie) wie eingangs beschrieben zu den Erfindern der Heizölpreisbindung in langfristigen Gasverträgen. Der hochrangige Shell-Vertreter verteidigte in dem Vortrag diese Preisbindungen damit, dass sie zu einem fairen Ausgleich zwischen Verbrauchern und Produzenten führen würden und – sehr weitsichtig und seit 2022 wieder nachvollziehbar – auch damit, dass die großen Lieferanten wie Russland und Algerien nicht die Möglichkeit haben sollten, die Gaspreise zu erhöhen, indem sie ihre Lieferungen zurückhalten.

- „However, taking the hypothecial case that all gas would be sold on the traded market with the take-or-pay contracts disbanded, and given the limited overcapacity in the supply networks, the major supplying countries, such as Russia and Algeria, could have the ability to move prices in the market by withholding supplies.

- My conclusion, therefore, is that oil product parity linked gas prices are not only a fair balance between the risk and reward for buyers and sellers over time, but also between the desires of consumers to have low energy prices and the revenues sought by producers and pipeline owners. Prices cannot rise above oil product parity today because of the price formula in the take-or-pay contracts, which is likely to happen in a fully traded market with the majority of European imports coming from three supplying entities.<sup>42</sup>

Ungeachtet dieser Warnungen vor der Schaffung eines liquiden Gasmarktes und der Macht dominierender Gaslieferanten wurden die Argumente pro Heizölpreisbindung bis zum Ende des Jahrzehnts nur noch seitens der Gazprom vertreten.

In Deutschland wurde Anfang der 2000er Jahre die Energiewirtschaft umstrukturiert. Der neue Stromgigant E.ON konnte nach langen Bemühungen die Ruhrgas erwerben und damit nunmehr auch auf dem Gasmarkt eine wichtige Rolle spielen:

- In 2000 entstand aus den Stromkonzernen VEBA und VIAG die E.ON AG.
- Nach heftigem Widerstand etlicher Marktteilnehmer und des Bundeskartellamtes konnte E.ON, nach einigen Wirren und etlichen Auflagen, letztlich auf der Grundlage einer Ministererlaubnis (in diesen Fall eines Staatssekretärs des Wirtschaftsministeriums) die Anteile der bisherigen Ruhrgasaktionäre erwerben, insbesondere auch die Anteile der Mineralölgesellschaften: der BP/Gelsenberg sowie der Mobil und der Brigitta (Esso und Shell). 2003 wurde die Ruhrgas dann in E.ON Ruhrgas umbenannt.

In der ersten Hälfte der 2000er Jahre kann man auf dem Gasmarkt von einem Angebots-/Nachfrage-Gleichgewicht sprechen. Aus heutiger Sicht gab es Anfang dieses Jahrzehntes ein vergleichsweise stabiles politisches Umfeld und gute Beziehungen zwischen Deutschland und Russland. E.ON Ruhrgas hielt eine Beteiligung an Gazprom. Es sprach insgesamt wenig gegen eine Verlängerung der Laufzeit der deutsch-russischen Gasverträge.

Ende September 2001 war der russische Staatspräsident Wladimir Putin eingeladen, im Plenarsaal des Deutschen Bundestages vor dem Deutschen Bundestag und

---

<sup>42</sup> Renger Bierema, Shell Gas & Power, How to Reconcile Inconsistent European Gas Market Objectives, Paris, 12/13 Oktober 2000, Gas Executive Summit Conference.

dem Bundesrat eine Rede zu halten. In dieser Rede finden sich die Aussagen, „...dass niemand Russland jemals wieder in die Vergangenheit zurückführen kann“...und dass “noch genug Spielraum für die deutsch-russische Zusammenarbeit“ bleibe.<sup>43</sup>

Unterstützt von der Politik wandten sich die Top-Manager der neu aufgestellten deutschen Energiekonzerne noch größeren internationalen und sehr kapitalintensiven Projekten zu. 2004 schlug dann die „Stunde der Strategen.“ „Deutschland und Russland setzen auf eine enge Partnerschaft im Energiesektor“.<sup>44</sup> Kanzler Gerhard Schröder wird mit dem Begriff der „strategischen Partnerschaft im Energiesektor“ zitiert.<sup>45</sup>

Die E.ON unterschrieb Absichtserklärungen zum Bau einer nachfolgend noch näher beschriebenen Ostsee-Gaspipeline (Kostenschätzung seinerzeit 6 Mrd. € für 1.200 km Leitungen) und zur Beteiligung an einem Gasfeld in Westsibirien (Juschno-Russkoje, einer Lagerstätte mit geschätzten Reserven in Höhe von 700 Mrd. m<sup>3</sup>).

Der damalige E.ON-Vorstandsvorsitzende Wulf Bernotat äußerte 2004 in einem Interview vor dem Hintergrund der Vorgänge um den russischen Ölkonzern Yukos auf die Frage, ob für Investitionen in Russland die „politischen Rahmenbedingungen...ausreichend seien“ keine Bedenken: „Gerade für deutsche Unternehmen ist das Klima außergewöhnlich gut. Außerdem handelt es sich bei unserem Engagement um Projekte im Energiesektor, die für beide Regierungen einen sehr hohen Stellenwert haben. Insofern befürchte ich keine Schwierigkeiten.“<sup>46</sup>

Die vorgenannten Vertragsverhandlungen zwischen den Energiefirmen wurden schließlich erfolgreich abgeschlossen: „Im August 2006 werden Lieferverträge (der E.ON) mit...Gazprom...über insgesamt rund 400 Mrd. m<sup>3</sup> bis 2036 geschlossen. Die

---

<sup>43</sup> Deutscher Bundestag: Wortprotokoll der Rede Wladimir Putins im Deutschen Bundestag am 25.09.2001.

<sup>44</sup> Artikel in DER SPIEGEL, 29/2004 S. 66f.

<sup>45</sup> Ebenda.

<sup>46</sup> Der SPIEGEL 29/2004, Interview: „Ein echter Brummer“, S. 68.

jährliche Lieferung von rund 24 Mrd. m<sup>3</sup> entspricht einem Drittel der derzeit von E.ON beschafften Gasmengen.“<sup>47</sup>

Der vorgenannte Vertrag über die Beteiligung an dem Gasfeld wurde im Oktober 2008 geschlossen (25% minus eine Aktie) – in St. Petersburg im Beisein von Kanzlerin Angela Merkel und Präsident Dmitri Medwedew. Auch die Wintershall beteiligte sich später an dem vorgenannten russischen Gasfeld.<sup>48</sup> Das Monopol der Gazprom auf den Gasexport blieb bestehen. Weder E.ON noch Wintershall konnten Gasmen- gen aus dieser Beteiligung nach Deutschland exportieren. Auch hier gab es für deut- sche Unternehmen und Haushalte kein „billiges russisches Gas“.

Alexei Miller, Vorstandsvorsitzender der Gazprom, wird in der vorgenannten Fest- schrift in Bezug auf das weit zurückliegende Erdgas-Röhrengeschäft zur Zeit des kal- ten Krieges wie folgt zitiert: „Ich vermute, dass die Geschichte der Länder Ost- und Westeuropas anders verlaufen wäre, wenn nicht vor 35 Jahren die historische Ent- scheidung über die Zusammenarbeit gefallen wäre...Heute, wo ernsthafte politische Reibungen einem konstruktiven Dialog und freundschaftlichen Beziehungen gewi- chen sind, muss sich auch die Zusammenarbeit im Gasbereich zwischen Russland und Deutschland weiterentwickeln.“<sup>49</sup>

Ende 2005 wurde Gerhard Schröder nach dem Ende seiner Kanzlerschaft – viel- fach kritisiert – Aufsichtsratsvorsitzender der Nordeuropäischen Gaspipeline Gesell- schaft (später umbenannt in Nord Stream AG). In seinem 2006 erschienenen Rück- blick beschreibt Gerhard Schröder seine Sicht der Dinge: „Meine Unterstützung der Ostsee-Pipeline hatte ausschließlich mit Interessen unseres Landes und Europas zu tun...Der Energiehunger in Europa ist nicht zu stillen ohne den Rohstoffreichtum Russlands. Das ist eine Binsenweisheit, aber deshalb nicht weniger wahr.“<sup>50</sup>

---

<sup>47</sup> E.ON Ruhrgas-Chronik zu „35 Jahre sichere Versorgung“: „Erdgas aus Russland. Gewachsenes Vertrauen und langfristige Energiepartnerschaft“, Essen 2008, S. 23.

<sup>48</sup> Ebenda.

<sup>49</sup> Ebenda, S. 22.

<sup>50</sup> Gerhard Schröder, Entscheidungen. Mein Leben in der Politik, Hamburg 2006, S. 463.

In Zeiten hoher Öl- und Gaspreise, wie in 2006, war Gazprom bestrebt, in ganz Europa, insbesondere aber in Osteuropa, ihre vertraglichen Gasexportpreise weiter zu erhöhen. „Gazprom’s policy is clearly to increase export prices across the board to all its customers, including those in the CIS countries, to take advantage of the high oil and gas prices in Europe.”<sup>51</sup> Eine Niedrigpreisstrategie seitens Gazprom war auch in diesen Jahren nicht zu erkennen, war aber angesichts der anfallenden Produktions- und Transportkosten – sowie des Geldbedarfs im russischen Staatshaushalt – auch weiterhin nicht zu erwarten.

Der EU-Gasmarkt veränderte sich aber bereits grundlegend. Im Zuge der EU-weiten Einführung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs und des regulierten, freien Netzzuganges zu Gaspipelines und Untergrundspeichern bildeten sich schließlich verschiedene Gashandelsmärkte (NBP = National Balancing Point in UK, TTF = Title Transfer Facility in den Niederlanden), die mit zunehmenden Handelsaktivitäten zunehmend liquide und damit verlässlich wurden. Auf diesen Gashandelsplätzen konnten die Gasproduzenten ihre überschüssigen – nicht durch Langfristverträge gebundenen – Gas-mengen an bestehende aber auch an neue Gashändler verkaufen. Preisnachlässe in Langfristverträgen wurden verschämt als „Sommerrabatte“ bezeichnet. In dieser Käufermarktsituation entstand zum Ende dieser Dekade ein zunehmender Druck auf die Gasimporteure wie die E.ON Ruhrgas, die Preissysteme der bestehenden heizölpreisgebundenen Langfristverträge an das niedrigere Preisniveau der Gashandelsmärkte anzupassen.

Als Gasproduzent war Gazprom an der Sicherung der hohen Gasexportpreise für die Langfristverträge nach Westeuropa interessiert, die damals auf der Heizölpreisbindung beruhten. Gazprom war der letzte Verfechter der ursprünglich von den Niederländern eingeführten Heizölpreisbindung. Auf internationalen Gaskonferenzen warben Vertreter der Gazprom beharrlich – aber vergebens – für die Vorzüge der traditionellen Heizölpreisbindung.

In der vorgenannten Quelle „Putting a Price on Energy“<sup>51</sup> wird das Ergebnis einer Sektorenuntersuchung der EU-Kommission (DG Competition) von 2007 zusammengefasst, dass aus Sicht der EU die Importpreise für russisches Erdgas

---

<sup>51</sup> Market pricing hits Gazprom’s CIS customers unevenly, Gas Matters, März 2006, S. 23.

insbesondere mit denen für norwegisches Erdgas vergleichbar sind: „...the price level shown by the sector inquiry is very similar between Russia and Norway, while the somewhat higher price for Dutch gas reflects the better delivery structure of Dutch gas“.<sup>52</sup>

Fazit: Im Vergleich zu anderen Langfristverträgen – oder den Preisen an den Gashandelsplätzen – speziell „billiges russisches Gas“ für Deutschland gab es auch in dieser Dekade eines anhaltenden Gasüberschusses nicht. Auch die neuen deutsch-russischen Investitionsprojekte änderten das nicht.

In den ehemaligen Ostblockstaaten stiegen die Preise für russisches Gas im Vergleich zu den Zeiten des Comecon und der Sowjetunion tendenziell eher stark an.

**Käufermarkt in den 2010er Jahren: Aufgrund des Marktdruckes musste Gazprom ihre Preiskonditionen anpassen. Aber es ergaben sich neue Marktchancen für Gazprom ohne eigenes Zutun: Der drastische Rückgang der westeuropäischen Gasproduktion verschlechtert die Aufkommensdiversifizierung Deutschlands und in der EU zugunsten verfügbarer russischer Importe und der Realisierung des Nord Stream Projektes**

Angesichts einer „Gasschwemme“<sup>53</sup> in Westeuropa waren die Gaspreise an den neuen Gashandelsplätzen in Deutschland und den Niederlanden (TTF) über Jahre sehr niedrig.

Auch bei den Endkunden kam 2010 die Liberalisierung des Gasmarktes zunehmend an. „Verivox spricht von einer Vervielfachung der Wettbewerbsintensität seit 2008. Die Zahl der Anbieter sei von durchschnittlich drei auf 24 pro Postleitzahlengebiet gestiegen.“ Neue Gashändler wie Goldgas, Montana und Lichtblick waren zwischenzeitlich in Konkurrenz zu den Stadtwerken getreten.<sup>54</sup>

---

<sup>52</sup> Energy Charter Secretariat, Putting a Price on Energy, Brüssel, 2007, S. 158.

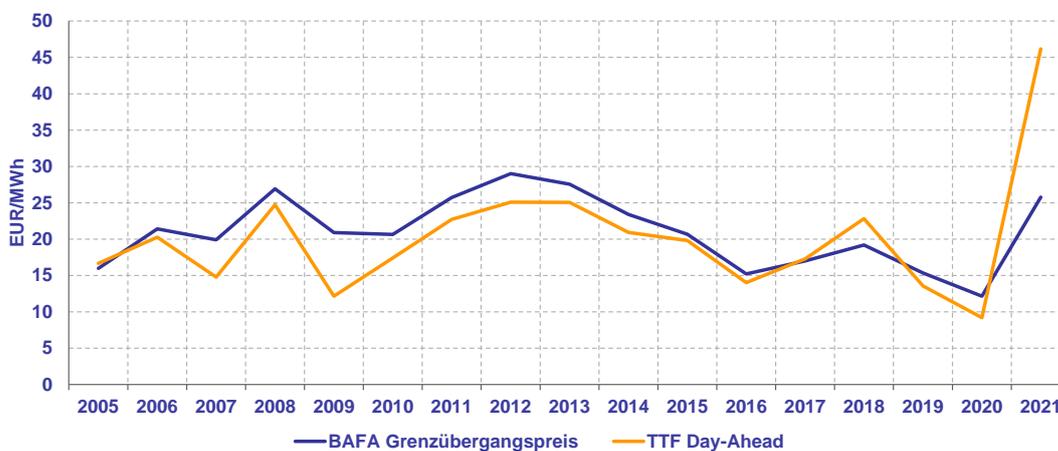
<sup>53</sup> Josef Auer, Deutsche Bank Research, Gasschwemme erreicht Europa. Starke Effekte auf Preis, Sicherheit und Marktstruktur, 27.05.2010.

<sup>54</sup> „Gastarifpreise rauf, runter, zumeist ab stabil“, Energie Informationsdienst 36/2010, S. 10.

Der Beschaffungsvorstand der E.ON Ruhrgas Klaus Schäfer erwartete, dass „für die kommenden drei bis fünf Jahre das Überangebot am europäischen Gasmarkt erhalten bleiben könnte“.<sup>55</sup> Die E.ON Ruhrgas verwies öffentlich beharrlich auch darauf, dass „nach 10 Jahren Liberalisierung des Gasmarktes“ das „Überangebot und der rezessionsbedingte Nachfragerückgang“, die „Angebotsrevolution in den USA“ und „neue LNG-Kapazitäten“ die Wirtschaftlichkeit ihrer Langfristverträge unter „erheblichen Druck“ bringen würde.<sup>56</sup>

Das seinerzeitige Gasüberangebot in Westeuropa führte dazu, dass die heizölgebundenen Gaspreise der bestehenden Langfristverträge über den Preisen an den Gashandelsmärkten lagen (siehe Abbildung 3). Die jährlich veröffentlichten BP-Gaspreisstatistiken zeigten, dass sich die durchschnittlichen Grenzübergangspreise, die damals überwiegend das Preisniveau der traditionellen Langfristverträge (incl. der Gazprom-Verträge z.B. der Ruhrgas) reflektierten, über einen längeren Zeitraum von 2009 bis 2014, deutlich oberhalb der Preise an den Gashandelsmärkten, den sogenannten Gas Hubs, bewegten.

**Abbildung 3: Deutscher Gasimportpreis (BAFA) vs. Hub-Preis (TTF), 2005-2021**



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2023, Europäische Zentralbank

<sup>55</sup> Ebenda, S. 11.

<sup>56</sup> Thomas Geisel, Preisbildung am Gasmarkt - Fortbestand der Ölpreisbindung, Berlin, 29.03.2010, enreg Gas-Workshop 2010, S. 6.

Der von der EU im Zuge der Liberalisierung der Gasmärkte (Netzzugang für Dritte, „Unbundling“ der integrierten Gashandelsgesellschaften, Schaffung von Gashandelsmärkten) angestrebten Abkehr von der Heizölpreisbindung in langfristigen Lieferverträgen hat sich Gazprom, auch in einer „defensiven“ Unternehmenspolitik, lange widersetzt.

Das seinerzeitige Gazprom-Argument lautete, dass die Heizölpreisbindung in den Gasverträgen langfristig zu stabileren Preisen und Marktverhältnissen führen würde: zu einer Investitionssicherheit für Gasproduzenten und Banken als Geldgeber für Gasinfrastrukturprojekte einerseits und andererseits als Schutz der Gasverbraucher während Gasmangellagen vor extrem volatilen Gashandelspreisen.

Diese Argumente der Gazprom, dass die Beibehaltung der Heizölpreisbindung in den Gasexport/Importverträgen langfristig für beide Seiten vorteilhaft wäre, verfielen angesichts des seinerzeitigen Gasüberangebots und reduzierter Marktpreise für die in den Markt drängenden Überschussmengen auf Dauer nicht.

Die Beendigung der Heizölpreisbindung in den bestehenden Langfristverträgen vollzog sich schrittweise über etliche Preiswiederverhandlungsrunden bis etwa 2015. In der Konsequenz wurde zunächst übergangsweise das vertragliche, noch an Heizölpreise gebundene, Preisniveau reduziert und im Anschluss daran die Preisbindung der Langfristverträge an die Preisindices der Gas-Hubs gekoppelt.

Auch der Uniper-Gazprom Vertrag wurde an die „current market conditions“ angepasst. „The agreement ‘de-risks’ Uniper’s long-term contract with Gazprom“.<sup>57</sup>

Die Anbindung der Vertragspreise an die Gashandelspreise betraf auch generell die Exportverträge der Gazprom nach Westeuropa. Nach Analysen der Internationalen Gas Union (IGU) zu den Großhandelspreisen war die allgemeine Umstellung der Vertragspreise in Nordwesteuropa auf Gaspreisindices bereits 2015 fast vollständig abgeschlossen. Der Anteil der an Gasmarktnotierungen gebundenen Mengen war von 27% in 2005 auf 92% gestiegen.<sup>58</sup>

---

<sup>57</sup> Uniper, Gazprom agree contract adjustment, Platts - European Gas Daily, Volume 21 / Issue 61, March 30, 2016, S. 1f.

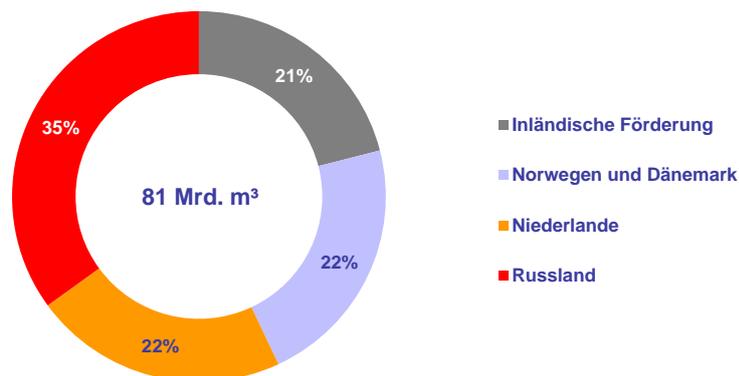
<sup>58</sup> International Gas Union, IGU Wholesale Gas Survey 2022 Edition, S. 55.

Aus Sicht der EU war die Abschaffung der Heizölpreisbindung in den Langfristverträgen ein Erfolg. Die sich nun nach Angebot und Nachfrage an den Gashandelsmärkten täglich ändernden Gaspreise für Tages-, Monats-, Quartals- und Jahresmengen wurden im Vergleich zu den bisherigen heizölgebundenen Gaspreisen der Langfristverträge, die sich nur einmal im Monat oder Quartal änderten, zwar volatil, aber sie sanken infolge des Gasüberangebotes.

Nicht nur die Preiskonditionen der Lieferverträge hatten sich verändert, auch die Struktur des Gasaufkommens verschob sich kontinuierlich.

In früheren Dekaden war das deutsche Gasaufkommen noch sehr diversifiziert. Noch im Jahr 1998 setzte sich der deutsche Gasverbrauch von knapp 81 Mrd. m<sup>3</sup> wie folgt zusammen:

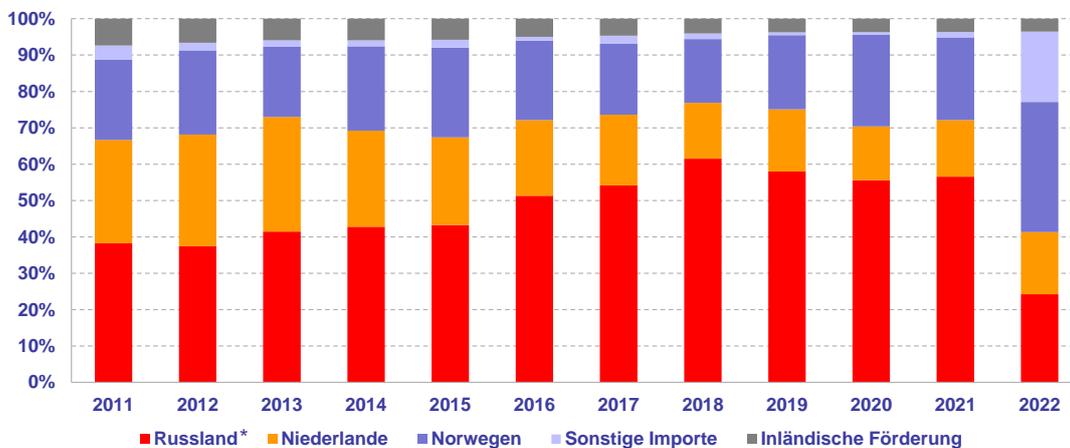
**Abbildung 4: Zusammensetzung des deutschen Gasaufkommens im Jahr 1998**



Quelle: Stefan Ueberhorst, *Energieträger Erdgas, 3., aktualisierte Auflage, Landsberg/Lech 1999, S. 12f.*

Der Anteil der Importe aus Russland am deutschen Gasaufkommen stieg in den 2010er Jahren stark an und erreichte im Jahr 2016 erstmalig den Wert von 50%, wie in Abbildung 5 zu sehen ist.

Abbildung 5: Zusammensetzung des deutschen Gasaufkommens, 2011-2022



\*Flüsse nach Deutschland über Nord Stream und alle Grenzübergangspunkte mit Polen, Tschechien und Österreich wurden Russland zugeordnet, abzgl. OPAL/EUGAL-Transitmengen nach Tschechien  
 Quelle: IEA Gas Trade Flows 2023, BP Statistical Review of World Energy 2023

Um die Liefersicherheit zu gewährleisten und zugleich eine akzeptable Verhandlungsposition bei den turnusmäßig anstehenden Preiswiederverhandlungen der Verträge zu wahren, galt in der deutschen Gaswirtschaft über lange Zeit die Faustregel, dass der Ausfall der größten Lieferquelle (sei es aus technischen, geologischen oder politischen Gründen) über das gesamte Winterhalbjahr

- mit Hilfe der vorhandenen Erdgasspeicher,
- der realistischen Erhöhung der Lieferungen aus anderen Gasaufkommen,
- der vertraglich vereinbarten Unterbrechungsmöglichkeiten bei Großabnehmern von Gas (mit denen zuvor generell günstigere Bezugspreise für Gaslieferungen vereinbart worden waren) sowie
- durch die kurzfristige Substitution durch andere Energieträger (z.B. durch den Einsatz von Heizöl in bivalenten Kraftwerken)

zu bewältigen sein musste. Insofern handelte es sich um eine dynamische, im Zeitablauf sich ändernde Prozentzahl.

Im Zuge der fortschreitenden EU-Binnenmarktintegration wurde diese nationale Sichtweise aber zunehmend relativiert. Die Transportverbindungen zwischen den EU-Ländern wurden ausgebaut, was sowohl ein gegenseitiges Aushelfen bei Gasaufkommensstörungen als auch die grenzüberschreitende Nutzung von Gasspeicherkapazitäten erleichterte.

Als Ergebnis bleibt festzuhalten, dass nach meiner Einschätzung bis zumindest 2015 die deutschen Gasbezüge noch ausreichend diversifiziert waren, auch im Vergleich zu anderen EU-Ländern, und die Versorgungssicherheit gesichert war.

In 2013 konnte die VNG AG auf 40 Jahre sowjetische/russische Erdgasbezüge zurückblicken. Damals waren mittlerweile – nach der Überwindung der Anfang der 1990er Jahre näher beschriebenen Auseinandersetzungen – die Beziehungen mit der Gazprom noch ungetrübt. In Leipzig wurde auf einem Festakt gemeinsam mit Gazprom dieses Jubiläum gefeiert.

In dem Zeitraum nach 2014 gab es in Deutschland einen – von der Öffentlichkeit und der Politik kaum wahrgenommen – drastischen Rückgang der Gasimporte aus den Niederlanden und der deutschen Eigenproduktion. Eine übergroße Abhängigkeit von russischen Lieferungen hatte es bis dahin noch nicht gegeben, man war noch weit entfernt von dem Anteil von ca. 55% am gesamten Gasaufkommen in 2021.

Die Gasproduktion in den Niederlanden sank von 72,4 Mrd. m<sup>3</sup> in 2013 auf nur noch 9,9 Mrd. m<sup>3</sup> in 2023. Die deutsche Produktion sank in diesem Zeitraum von 8,6 auf 3,8 Mrd. m<sup>3</sup>. Allein dieser Produktionsrückgang von zusammen 67,3 Mrd. m<sup>3</sup> p.a. ist nicht weit entfernt von dem Gesamtverbrauch in Deutschland in Höhe von 75,7 Mrd. m<sup>3</sup> in 2023.<sup>59</sup>

In der Vergangenheit hatten diese Aufkommen aus Deutschland und den Niederlanden als Rückgrat der Versorgungssicherheit einen Anteil von bis zu 50%. Auf den Gasmärkten machten sich diese Rückgänge der Gasproduktion aus naheliegenden Aufkommen für die Marktpreise und damit für die Verbraucher etliche Jahre kaum bemerkbar.

Zwischenzeitliche technische Fortschritte in der LNG-Lieferkette (u.a. Schiffe mit größerer Ladekapazität) sowie die Erschließung von Erdgasreserven in Katar und den USA haben ein großes Wachstum der Gasproduktion und die Entwicklung eines globalen LNG-Markts ermöglicht. Erst in jüngerer Zeit, ab 2017 begann der rasante

---

<sup>59</sup> Vorgenannte Zahlen aus der Statistical Review of World Energy, 2024, 73<sup>rd</sup> Edition, energy institute, S. 37.

Aufstieg der USA zum größten LNG-Exporteur der Welt in 2023, vor Katar und Australien.<sup>60</sup>

Aus dem nun entstandenen globalen Markt für LNG wurden Überschussmengen zunehmend nach Westeuropa geliefert. In Deutschland fehlten für die großen Gasimportgesellschaften die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Anreize eigene LNG-Importterminals zu errichten (z.B. im Tiefwasserhafen in Wilhelmshaven). Die deutschen Händler konnten lediglich LNG-Terminalkapazitäten in den Niederlanden und in Belgien kontrahieren und erworbene LNG-Mengen durch diese Länder transporthieren, um sie nach Deutschland zu importieren.

Gazprom nutzte den Rückgang der westeuropäischen Gasproduktion, um diesen Markt mit zusätzlichen Mengen zu versorgen. Über die Gashandelsplattform „Electronic Sales Platform“ (ESP) verkaufte Gazprom zusätzlich zu den Gasmengen aus den bestehenden Langfristverträgen weitere Gasmengen in den Markt. Die vorgenannten Langfristverträge für russisches Erdgas bestanden weiterhin, so dass die russischen Exportmengen nach Westeuropa stiegen.

Die Gaspreise insbesondere an den mittlerweile liquiden und führenden Gashandelsmärkten in Deutschland und den Niederlanden waren und sind transparent und nahezu identisch.

Es bestand auch in diesem zusätzlichen Verkaufskanal für Gazprom keine Notwendigkeit solche standardisierten Gasverträge preislich unterhalb des transparenten Marktwertes an den Gashandelsmärkten in Deutschland und oder den Niederlanden (TTF) abzuschließen.

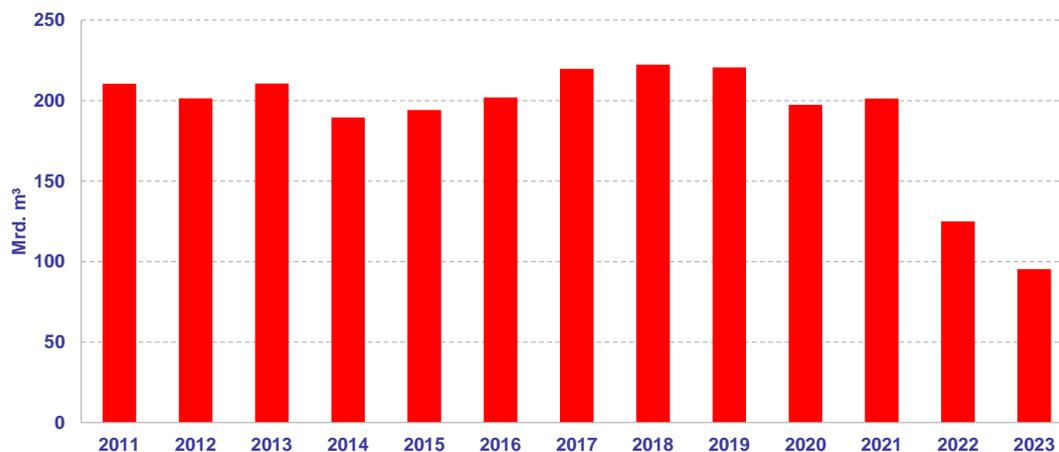
Mein sachkundiger Team-Consult-Kollege Jens Völler beschreibt das treffend wie folgt: „In einem wettbewerblichen, transparenten und liquiden Handelsmarkt gilt für ein homogenes Gut das *Law of One Price*“.

Die russischen Pipeline-Gasexporte waren im letzten Jahrzehnt bis 2019 stabil, danach stark rückläufig.

---

<sup>60</sup> Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024, 73<sup>rd</sup> edition, energy institute, S. 43; von 2016 mit 4,0 Mrd. m<sup>3</sup> auf 114,4 Mrd. m<sup>3</sup> in 2023.

Abbildung 6: Pipeline-Gasexporte Russlands, 2011-2023



Quelle: Energy Institute Statistical Review of World Energy 2024

Im Zuge der Liberalisierung der Gasmärkte und des Entstehens transparenter Preissignale an den Handelsmärkten änderte sich auch die Grundlage für die Bewirtschaftung von Speicherkapazitäten.

Nun bildeten die Preisnotierungen an den vorgenannten Handelsmärkten die Entscheidungsgrundlage der Gashändler. Die in den lastschwachen Sommermonaten jährlich notwendige Befüllung der deutschen Erdgasspeicher blieb den zahllosen Gashändlern überlassen. Für diese neue Generation der Gashändler war es nur sinnvoll in den Sommermonaten die Speicher zu füllen, wenn der Preisabstand auf den Gashandelsmärkten zwischen den Sommermonaten und den Wintermonaten zumindest ausreichend war, um die jeweiligen Gasspeicherentgelte zu bezahlen.

2014 hatte die seinerzeitige Bundesregierung die Übernahme des größten deutschen und westeuropäischen Erdgasspeichers in Rehden in Niedersachsen ins alleinige Eigentum der Gazprom (Germania) vom Joint-Venture-Partner Wintershall genehmigt. Es bleibt die Frage offen, ob man damals gut beraten war, den Verkauf zu genehmigen, ohne zugleich zumindest die Nutzung des Speichers streng zu regulieren.

Auch diese Entscheidung der Bundesregierung wurde kontrovers diskutiert.<sup>61</sup>

- „Kopfschüttelnd haben Politiker und Experten registriert, dass Deutschland einige Leitungen und Speicher ausgerechnet an ein Land vergibt, das den Gashahn jederzeit zudrehen kann.“
- „Gabriels Wirtschaftsministerium gibt sich dagegen unbeeindruckt und verweist auf Präventions- und Notfallpläne, die den Einfluss des Staates sicherstellen sollen“.

Der nachfolgend nur kurz beschriebene Bau und die Inbetriebnahme der Gaspipeline „Nord Stream“ durch die Ostsee, an dem deutsche und westeuropäische Gasgesellschaften beteiligt waren, spaltete Europa. Deutschland wurde nach der Inbetriebnahme von Nord Stream 1 zunehmend zu einem bedeutenden Gastransitland nach Zentraleuropa.

Planungen für den Bau einer Erdgaspipeline von Russland durch die Ostsee nach Deutschland mit Anbindungen an die Ostseeanrainerländer gab es unter dem Titel „Nordic Grid Plan“ schon Ende des letzten Jahrhunderts und wurde dann auch Teil des „Trans European Network List“ der EU im Frühjahr 1997.

Im Jahr 2004 äußerte sich der Gazprom-Vorstandsvorsitzende Alexei Miller in einem SPIEGEL-Interview zu dem Projekt eines Leitungsbaus von Russland durch die Ostsee nach Deutschland. Eine Aussicht auf „billiges Gas“ gab er nicht.

Auf die Frage, wie sich die Situation nach der Inbetriebnahme einer solchen Offshore-Pipeline ändern würde, antwortete er: „Wir sprechen hier von neuem Gas und neuen Verträgen...Für die Endverbraucher in Europa gibt es durch mehr Diversifizierung und Flexibilität nur Vorteile.“ Auf die Anschlussfrage der SPIEGEL-Reporter „Aber billiger wird das Gas dadurch sicher auch nicht“ lautete seine Antwort: „Ich sagte – konkurrenzfähig“.<sup>62</sup>

Die gaswirtschaftliche Logik für das Gaspipeline-Projekt Nord Stream der Gazprom mit einer jährlichen Durchsatzkapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> (Nord Stream 1,

<sup>61</sup> Putins Kälte-Krieg, Russland spielt mit der Drohung, dem Westen den Gashahn zuzudrehen, Focus, Nr. 40/14, 29.09.2014, S. 26.

<sup>62</sup> „Russland ist nicht die Opec“, DER SPIEGEL – Gespräch 27/2004, S. 95.

Inbetriebnahme Ende 2011; Lieferungen bis August 2022) durch die Ostsee von Wyborg bis nach Lubmin bei Greifswald erschließt sich bei einem Blick auf die Landkarte. Es wäre ein großer Umweg, das Gas aus den neu erschlossenen, arktischen Gasfeldern auf der Yamal-Halbinsel über die südlich gelegene Ukraine nach West- und Zentraleuropa zu transportieren.<sup>63</sup>

Auch der zur Nord-Stream-Pipeline alternative Transport durch Belarus und Polen unter Nutzung der Yamal-Europa-Pipeline nach Deutschland hätte Transitgebühren und die wiederkehrenden Verhandlungen mit Belarus und Polen über deren Höhe erfordert. Es ist natürlich, dass diese Gastransitländer gegen den Bau der Nord-Stream-Pipelines waren. „Der Transit durch die Ukraine und Belarus bringt sowohl die EU als auch Russland in Abhängigkeit von dritten Akteuren“.<sup>64</sup>

Zum Nord Stream 2 Projekt gab es in Deutschland dann parteiübergreifend – über die Presse öffentlich ausgetragen – höchst unterschiedliche Positionen und bemerkenswerte „Partei-Koalitionen“:

- Bekannte Politiker der CDU/CSU, von Bündnis90/Die Grünen und der FDP verkündeten ihre Position in einem gemeinsamen FAZ-Artikel mit dem Titel „Nord Stream 2 schadet Europa“ und verwiesen darauf, dass die EU-Kommission „nach anfänglichen Zögern“ nun der Meinung sei, dass diese Pipeline „im Widerspruch zu den Zielen der europäischen Energieunion“ stehe und es wird darauf verwiesen, dass die Ukraine „derzeit jährlich etwa zwei Milliarden Euro an Durchleitungsgebühren“ für russisches Gas einnehme.<sup>65</sup>
- Wenige Tage später gab es zu dem vorgenannten Artikel eine gemeinsame Antwort zum Nord-Stream-2-Projekt seitens Politiker der CDU/CSU und der SPD unter dem Titel „Nord Stream 2 stärkt Europa“. Hier lautete der

---

<sup>63</sup> Hans-Ulrich Meine, „Ein Blick zurück auf die Gründe für Nord Stream“, Energate Messenger, Gastkommentar, 08.02.2022.

<sup>64</sup> Johannes Pollak, Samuel Schubert, Peter Slominski, Die Energiepolitik der EU, Wien, 2010, S. 175.

<sup>65</sup> FAZ vom 20.02.2018, S. 8 – Verfasser: Norbert Röttgen und Elmar Brok (CDU), Manfred Weber (CSU), Reinhard Bütikofer und Oliver Krischer (Bündnis90/Die Grünen), Nadja Hirsch und Michael Link (FDP).

Tenor: „Die EU...verfolgt...seit Jahrzehnten richtigerweise das Ziel, ihre Gasversorgung zu diversifizieren, sowohl hinsichtlich der Quellen als auch hinsichtlich der Transportwege“. „Nord Stream 2 leistet – wie jede neue Transportpipeline – einen Beitrag zur Diversifizierung der Transportrouten und erhöht damit die Liquidität, den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit auf dem europäischen Markt“ ... „Jede Gaslieferung nach Europa – ob aus Norwegen, den Vereinigten Staaten, Aserbaidschan, Qatar oder Russland – stärkt die Liquidität des europäischen Gasmarktes“ ... „Dieser ist durch das hohe Angebot ein klassischer Käufer-Markt geworden“.<sup>66</sup>

Wieder gab es auch massiven Druck aus den USA, ein Gasleitungsprojekt mit Russland zu vermeiden, Nord Stream 2 sollte verhindert werden. „Trump erhöht Druck auf Merkel wegen Gasleitung“ ... „Außenminister Tillerson hat seine Koordinatorin für Energiepolitik nach Berlin geschickt“, lautete die Überschrift eines FAZ-Artikels.<sup>67</sup>

Diese versuchte Einflussnahme seitens der US-Regierung eskalierte weiter. „Deutschland als Gefangener Russlands“, „Donald Trump wütet gegen den Bau der Gaspipeline Nord Stream 2. Deutschland mache sich dadurch erpressbar...“ lautete eine spätere FAZ-Schlagzeile.<sup>68</sup>

Das Projekt Nord Stream 2 wurde zwar fertiggestellt, die Inbetriebnahme aber im Februar 2022 durch die Bundesregierung gestoppt. Die Sprengung von drei der insgesamt vier Stränge der vorgenannten Nord-Stream-Pipelines erfolgte dann im September 2022.

Die Nord-Stream-Projekte waren aber nicht, wie es Kritiker häufig betonen, rein deutsche, bilaterale Angelegenheiten mit der Gazprom. Zwar waren z.B. bei Nord Stream 1 natürlich deutsche Gesellschaften wie die E.ON Ruhrgas und die

---

<sup>66</sup> FAZ vom 01.02.2018, S. 8, Verfasser: Daniel Caspary, Werner Langen, Joachim Pfeiffer (CDU), Georg Nüßlein (CSU), Hubertus Heil, Bernd Westphal, Achim Post und Timon Gremmels (SPD).

<sup>67</sup> FAZ, 16.12.2017, Nr. 292, S. 18.

<sup>68</sup> FAZ 12.07.2018, Nr. 159, S. 17.

Wintershall maßgeblich finanziell beteiligt. Das gilt aber auch für Gesellschaften aus Frankreich (GdF Suez) und den Niederlanden (Gasunie).<sup>69</sup>

Schon seit der Zeit der ersten Bezugsmengen aus Russland unter den SGE I-IV Verträgen via Waidhaus (Nordbayern) war Deutschland ein Transitland für russische Gasexporte, z.B. nach Frankreich.

Nach der Inbetriebnahme der Nord-Stream-Pipeline im Jahr 2011 wurde Deutschland zunehmend zu einem noch bedeutenderen Transitland, insbesondere für russische Exportmengen, u.a. nach Zentraleuropa und in die Niederlande. Laut Statistiken der IEA für 2021 wurden in dem Jahr 62,3 Mrd. m<sup>3</sup> Gas aus Deutschland ins benachbarte Ausland exportiert (einschließlich aller Transite). Korrigiert man diese Mengen um die in Waidhaus re-importierte (und zuvor durch Tschechien transitierte) Mengen in Höhe von 25 Mrd. m<sup>3</sup>, bleiben immer noch Exporte von ca. 37,3 Mrd m<sup>3</sup> für 2021.<sup>70</sup>

An der parallel zur ersten Pipeline gebauten Nord Stream 2 beteiligten sich dann zusätzlich zu den genannten Partnern aus dem ersten Nord-Stream-Projekt auch noch die österreichische OMV und der britisch-niederländische Konzern Shell (GdF Suez war zwischenzeitlich in Engie umbenannt worden, E.ON Ruhrgas war inzwischen in Uniper aufgegangen).

Aus Sicht der Gazprom gab es keinen Grund, die über die Nord Stream 1 transportierten Gasmengen aus den mit hohen Investitionen erschlossenen neuen Yamal-Gasfeldern unter dem Marktwert in die europäischen Abnehmerländer zu verkaufen.

Diese Mengen ersetzen zum Teil die rückläufige Gasproduktion in Westsibirien, erhöhten aber im Übrigen die russischen Gasexporte nach Europa. Mit den Einnahmen wurde der weiterhin hohe Devisenbedarf Russlands gedeckt.

Fazit: Auch in dieser Dekade gibt es keinen Anhalt dafür, dass im Vergleich zu anderen Pipelinegaslieferanten von „billigem Gas aus Russland“ gesprochen werden kann.

---

<sup>69</sup> Dietmar Bleidick, Die Ruhrgas 1926 bis 2013. Aufstieg und Ende eines Marktführers, Berlin/Boston, 2018, S. 540.

<sup>70</sup> IEA, Gas Trade Flows, Stand August 2023, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows>.

## **Verkäufermarkt in den 2020er Jahren: Der russische Angriffskrieg in der Ukraine und das Ende der russischen Pipelinegaslieferungen nach Deutschland sowie ein Ausblick auf die künftige Gasbeschaffung**

Der Anteil der russischen Gasexporte hatte sich unter den vorgenannten Marktbedingungen – von der Politik und Aufsichtsbehörden – weitgehend unbeachtet in 2021 auf „einen Anteil von ca. 55% am gesamten Gasaufkommen in Deutschland“ erhöht.<sup>71</sup>

Im Frühjahr 2022 kam es zu der bekannten Situation, dass der Speicher Rehden nicht gefüllt wurde. Es wurde dann erstmals die Gefahr gesehen, dass es im Winter zu einer Versorgungskrise kommen konnte. Am Anfang des Winters 2021/22, wenn ein solcher zum Ausgleich von saisonalen Absatzschwankungen gebaute Gasspeicher vollständig gefüllt sein sollte, betrug der Speicherfüllstand nur 9,5% (01.11.2021). Im April 2022 betrug der Arbeitsgas-Füllstand des Speichers dann gerade mal 0,5%.

Im Zuge der Vorbereitung des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine ist es der russischen Seite daher einmal gelungen, unter anderem durch die unterlassene Befüllung dieses Gasspeichers die deutsche Gaswirtschaft zeitweilig in eine schwierige Gasversorgungslage zu bringen. Die Situation spitzte sich weiter zu, als im Sommer 2022 die Gaslieferungen über die Nord-Stream-Route zunächst stark reduziert und kurz darauf eingestellt wurden.

Diese „Gasmangellage“ und die Substitution der ausgefallenen Mengen führte zu extremen Preissteigerungen an den europäischen Gashandelsplätzen. Bekanntlich konnte mittels hoher staatlicher Aufwendungen für die Realisierung – längst überfälliger – LNG-Importterminals an den deutschen Küsten sowie durch die Kontrahierung ausreichender LNG-Mengen auf dem Weltmarkt eine Versorgungsunterbrechung abgewendet werden.

Von der Verstaatlichung der Gazprom-Tochter Gazprom Germania (die bereits zuvor in SEFE GmbH für „Securing Energy for Europe“ umbenannt worden war) im Jahr

---

<sup>71</sup> IEA, Gas Trade Flows, Stand August 2023, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows>.

2022 war dann auch der Speicher Rehden erfasst. Seitdem steht der Speicher dem Markt als Teil der SEFE Storage GmbH (zuvor astora GmbH) wieder zur Verfügung. Es ist eine Ironie der Geschichte, dass Deutschland jetzt über den größten Gasspeicher Westeuropas verfügt, der ohne die Investitionen und vor allem die kostspielige Erstbefüllung mit Kissen- und Arbeitsgas mittels russischer Gasmengen wohl nicht gebaut worden wäre.

Hat der Bau und der langjährige Betrieb des Erdgasspeichers Rehden für Gazprom zu „billigem Gas“ für Deutschland geführt? Sicher nicht. Aber Gazprom konnte mit Hilfe dieses Speichers den kontinuierlichen Antransport seiner Gasmengen sicherstellen, den temperaturbedingt saisonal unterschiedlichen Gasabsatz in Deutschland managen und damit die Einhaltung seiner langjährigen Vertragsverpflichtungen gegenüber den Gasimporteuren sicherstellen.

Uniper hat am 12. Juni 2024 in einer Pressemitteilung bekannt gegeben, dass sie ihre jahrzehntealten Gasbezugsverträge mit Gazprom – im Zusammenhang mit dem Ergebnis eines Schiedsverfahrens – beendet hat. Trotzdem bleibt festzuhalten, dass diese Vertragsbeziehungen über einen sehr langen Zeitraum bestanden haben, von 1970 bis 2024.

Noch im Spätherbst 2024 und auch bis Ende 2024, im dritten Kriegsjahr in der Ukraine, bezogen Österreich, Tschechien, die Slowakei und Ungarn – via Gastransit durch die Ukraine und durch die Türkei – weiterhin größere Pipeline-gasmengen aus Russland.<sup>72</sup>

Wie schon zuvor im Jahr 2006 eskalierte insbesondere 2009 aber auch in 2014 der Konflikt zwischen der Ukraine und Gazprom über Gaspreise und Gastransitgebühren. Unter anderem die deutsche Regierung hat hier seinerzeit und auch später deeskalierend gewirkt.

Diese – nach mehreren Krisen und Vertragsverlängerungen – letztlich bis Ende 2024 laufenden Transitverträge sind vor dem Hintergrund des anhaltenden russischen Angriffskrieges nicht nochmals prolongiert worden. Trotz der Bemühungen einiger europäischer Staaten weiterhin über diese Transitstrecke russische

---

<sup>72</sup> That awkward pipeline. Austria, Hungary and Slovakia still depend too much on Russian energy. The Economist, 07.09.2024, S. 20f.

Gaslieferungen zu erhalten (Slowakei, Ungarn, Moldawien), ist eine erneute Aufnahme dieser Transitverträge durch die Ukraine derzeit nicht in Sicht.

Wachsende Mengen an LNG aus dem Norden Russlands werden seit geraumer Zeit regelmäßig in größerem Umfang an LNG-Importterminals in Europa angelandet. Im Jahr 2023 betrug die LNG-Importe der EU aus Russland 19,9 Mrd. m<sup>3</sup>. Damit bezieht Europa fast die Hälfte des aus Russland exportierten LNG (2023 insg. 43,4 Mrd. m<sup>3</sup>). In den ersten drei Quartalen in 2024 ist der Anteil russischen LNGs an den LNG-Importen der EU auf 20% gestiegen. Hauptabnehmer sind Spanien, Frankreich, Belgien und die Niederlande.<sup>73</sup> Aber auch Deutschland importiert LNG aus Russland. Für 2024 werden die Einnahmen Russlands aus Öl- und Gasverkäufen mit einer „Steigerung um 26%“ auf umgerechnet 107 Mrd. € geschätzt.<sup>74</sup>

Von Berichten über „billiges Gas“ aus Russland und daraus resultierenden Wettbewerbsvorteilen durch die Importe russischen LNGs für die jeweilige heimische Industrie der vorgenannten EU-Staaten ist nichts bekannt. Verständlicherweise wird aber allgemein kritisiert, dass die damit erzielten Deviseneinnahmen auch der russischen Kriegswirtschaft dienen können.

Über die vorgenannten EU-Staaten hinaus setzen auch große Gasimportländer wie China, Japan und die Türkei weiterhin bzw. verstärkt auf Pipelinegas und LNG-Importmengen aus Russland.

Deutschland, mittlerweile mit ausreichend LNG-Anlandungsterminals ausgestattet, vertraut anstelle des Abschlusses von längerfristigen Importverträgen auf den Kauf von Überschussmengen auf dem – zwischenzeitlich von den USA – dominierten LNG-Weltmarkt.

Bedeutende LNG-Lieferländer, wie etwa Katar, bestehen aber zwecks Absicherung und Amortisierung ihrer Investitionen auf vertragliche Mindestlaufzeiten von etwa 15 Jahren. Diese Vertragslaufzeiten stellen für asiatische Gaskäufer kein Problem dar und solche langfristigen Verträge werden weiterhin abgeschlossen. Die durch

---

<sup>73</sup> Team Consult, Webseite, News, LNG-Marktradar, 12. Ausgabe, 30.10.2024.

<sup>74</sup> Moskau nimmt mehr mit Öl und Gas ein, FAZ vom 14.01.2025, Nr. 11, S. 18.

derartig langfristig Verträge absorbierten Terminalkapazitäten (LNG-Verflüssigungsanlagen) stehen dann dem Kurzfristhandel nicht mehr zur Verfügung.

Unbeachtet von der Öffentlichkeit in Deutschland schließen Länder wie China stetig für die nächsten Jahrzehnte neue langfristige Gasimportverträge mit z.B. Katar ab, um ihren wachsenden und auch längerfristig noch vorhandenen Gasbedarf zu decken. Insbesondere die vielen Millionenstädte in Asien und die dortige Industrie sind weiterhin und sogar vermehrt auf eine sichere Gasversorgung angewiesen (auch um den derzeitigen hohen Kohleinsatz zu substituieren). In Asien wird man m.E. erst auf den Erdgaseinsatz verzichten, wenn in großem Maßstab andere verlässliche Energieträger zur Verfügung stehen und einsatzbereit sind.

Vor dem Hintergrund des politisch geplanten Ausstiegs aus der Gasversorgung in Deutschland ist für unsere Gashändler der Abschluss längerfristiger Bezugsverträge mit Laufzeiten von etwa 15 Jahren kaum zu verantworten aber auch wirtschaftlich schwer zu realisieren.<sup>75</sup> Immerhin sind zwischenzeitlich zumindest einige LNG-Importverträge mit einer Laufzeit von mehreren Jahren abgeschlossen worden (u.a. durch Uniper, SEFE und die EnBW).

In den Niederlanden und in Deutschland wäre zumindest durch Neuinvestitionen eine moderate Erhöhung der stark geschrumpften Gasproduktion technisch möglich. Dies ist aber eher unwahrscheinlich. Deutschland und die anderen EU-Staaten verlassen sich auf eine Gasproduktion in Drittländern und auf eine Gasbeschaffung auf dem zwischenzeitlich globalisierten LNG-Markt. „Die europäischen LNG-Importe basierten im Jahr 2023 zu über 50% auf Kurzfristverträgen, deren Anteil zehn Jahre zuvor bei unter 5% lag und seitdem stark gestiegen ist“.<sup>76</sup>

Die letzten beiden milden Winter aber auch die schlechte Konjunkturlage sowie die schleichende Deindustrialisierung (so kommen z.B. Düngemittel für unsere Bauern neuerdings aus Russland<sup>77</sup>) haben den Erdgasimportbedarf in Deutschland von 89,3

---

<sup>75</sup> Hans-Ulrich Meine, Der steinige Weg vom „Deal“ zum Vertragsabschluss und zur Lieferung von LNG aus Katar, emw 2022-5, S. 34ff.

<sup>76</sup> Team Consult, Webseite, News, LNG-Marktradar, Ausgabe Nr. 11, 16.07.2024.

<sup>77</sup> Bernd Freytag und Tillman Neuscheler, Kein Dünger, kein Bier, kein Sprudel, kein Adblue, FAZ 15.09.2022, Nr. 215, S. 26.

Mrd. Mrd. m<sup>3</sup> in 2019 auf 75,7 Mrd. Mrd. m<sup>3</sup> in 2023 reduziert.<sup>78</sup> Ungeachtet dieser Verbrauchsreduzierung ist Deutschland aber auf absehbare Zeit weiterhin eines der weltweit großen Gasverbraucherländer.

Ohne nennenswerte Absicherung durch Langfristverträge muss Deutschland mit seinem weiterhin großen Gasbedarf daher darauf vertrauen, dass es künftig auf dem globalen LNG-Markt stets in großem Umfang vertraglich ungebundene „Überschussmengen“ gibt und dass die eigene Kaufkraft in Konkurrenz vor allem zu den energiehungrigen asiatischen Ländern ausreicht, um von Jahr zu Jahr den Gasbedarf kurzfristig zu decken. Das kann für die deutschen Gaskunden – zumindest bei einer Kombination von kalten Wintern und hohem Gasbedarf in Asien – weiterhin zu hohen Gaspreisen und damit insgesamt zu einer teuren Gasbeschaffung führen.

Trotz des Wachstums des globalen LNG-Handels besteht weiterhin das Risiko, dass Europa im Falle einer Kombination aus kalten Wintern und geopolitischen Krisen erneut – „schlafwandlerisch“ – in kritische Versorgungssituationen geraten kann.<sup>79</sup> Die Mitte Februar 2025 aktuell wieder hohen Gaspreise auf den Gasmärkten geben in der Tat Anlass zur Sorge.

Solange sich die politische Lage im Hinblick auf Pipeline-gasmengen nicht grundlegend ändert, bleibt Deutschland (und Europa) vor allem die Hoffnung und die Erwartung, dass die USA uns wie seit 2022 weiterhin ausreichend mit LNG-Mengen versorgen und dazu ausreichende Gasmengen produzieren wird.

Die vorige US-Regierung unter Joe Biden hatte Anfang 2024 ein Moratorium erlassen für neue Genehmigungen zur Ausfuhr von LNG in Länder, die mit den USA kein Freihandelsabkommen haben. Die Beendigung dieses Moratoriums durch die neue US-Regierung unter Präsident Trump könnte dazu beitragen die LNG-Exporte der USA weiter zu erhöhen und damit die Versorgungssicherheit in Europa zu verbessern. Insgesamt bleibt aber festzuhalten, dass in Bezug auf die Gasbeschaffung

---

<sup>78</sup> Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2024, S. 39.

<sup>79</sup> Energy security. Fuel to the fire. Is the world sleepwalking into another gas crisis? The Economist, 28. September 2024, S. 68f.

Deutschlands (und Europas) eine neue Abhängigkeit, jetzt von Gasexporten aus den USA, entstanden ist.

### **Fazit**

Die lange und wechselvolle Geschichte der deutsch-russischen Gaslieferbeziehungen war von verschiedenen Marktphasen gekennzeichnet. Über weite Perioden kann man nicht von einer „Abhängigkeit“ von russischen Gaslieferungen sprechen; anders als für die damals fast vollständige Gasversorgung der DDR aus sowjetischen Quellen.

Die langfristigen Gasimportverträge insbesondere der Ruhrgas AG (über E.ON Ruhrgas AG, E.ON AG bis hin zur nunmehr verstaatlichten Uniper AG) aber auch der Wingas AG sowie der VNG mit Gazprom (bzw. deren Tochtergesellschaften) überstanden fünf Jahrzehnte mit

- politischen Umbrüchen (Mauerfall, Wiedervereinigung, Ende der Sowjetunion) und deren Folgen
- fundamental veränderten Gasmärkten (Liberalisierung und Entstehen eines EU-Gasbinnenmarktes mit dem Ende der Heizölpreisbindung)
- stark schwankenden Preisen auf den Energiemärkten
- Interventionen seitens verschiedener US-Regierungen gegen die Gaslieferverträge und Sanktionen zur Verhinderung von Pipelineprojekten.

Auf sowjetischer bzw. russischer Seite regierten während dieser Zeitspanne der Lieferverträge von 1970 bis 2024 die führenden Generalsekretäre der KPdSU Leonid I. Breschnew, J.W. Andropow, K.U. Tschernenko und Michail S. Gorbatschow (später auch Präsident der UdSSR) und die russischen Präsidenten Boris Jelzin, Dmitri Medwedew und wiederholt Wladimir Putin. In der UdSSR und später Russland waren die Zeiten durch Stagnation, Glasnost und Perestroika, Chaosjahre, Demokratisierungsversuche und letztlich die Rückkehr zu einem autoritären Staat gekennzeichnet.

Die deutschen Gasimporte aus der UdSSR bzw. Russland unterlagen, wie auch zu erwarten, unterschiedlichen Marktsituationen, von „Käufermärkten“ bis hin zu „Verkäufermärkten“. Es gab Phasen, in denen Gazprom zusammen mit den BASF/Wintershall Joint Venture Partnern aktiv ihre Lieferposition in der Wertschöpfungskette des deutschen Gasmarktes – auch mittels immenser Milliardeninvestitionen in Gaspipelines und Untergrundspeicher – nachhaltig verbessert hat.

Die Verträge konnten bis zum abrupten Ende der Lieferungen im Jahr 2022 und der formalen Beendigung der Verträge seitens der Uniper AG im Juni 2024 über viele Jahre an die stürmischen Veränderungen in der politischen und energiewirtschaftlichen Landschaft angepasst werden ist. Verkäufer und Käufer hatten Ölpreise zwischen 10 und fast 100 US-Dollar pro Barrel zu bewältigen.

Ungeachtet der jeweiligen politischen Großwetterlage wurden turnusmäßig (in der Regel alle drei Jahre) in komplexen Vertragswiederverhandlungen vor allem die Vertragspreise aber auch die Liefermengen, die Lieferzeiträume und vieles mehr an Marktveränderungen angepasst, sei es in Zeiten von „Käufermärkten“ oder „Verkäufermärkten“.

Auf der deutschen Seite war das das Verdienst von erfahrenen und engagierten Gasmanagern wie Dr. Burckhard Bergmann, Dr. Eberhard Kranz und vielen andern auf der Seite der Ruhrgas bzw. deren Nachfolgeunternehmen E.ON Ruhrgas und Uniper. Diese für den Gaseinkauf Verantwortlichen haben über viele Jahre geduldig mit Gazprom verhandelt und auf Gazprom eingewirkt, sich auf die veränderten Marktverhältnisse einzustellen; langfristig auch zum Vorteil der Gazprom.

Andere westeuropäische Länder wie z.B. Österreich, Italien und Frankreich bezogen über viele Jahrzehnte ebenfalls große Pipeline-Gasmengen aus Russland, soweit bekannt (und aufgrund der vertragsüblichen „Landschaftsklauseln“ sowie der Preistransparenz auf den Gashandelsmärkten naheliegend) zu vergleichbaren Vertragskonditionen.

Wenn die deutsche Industrie, wie vielfach in den Medien geschrieben wird, von „billigem russischen Gas“ profitiert hätte (bei einem Marktanteil russischen Gases von über lange Zeiträume 30-35%, später in 2021 auf 55% ansteigend), dann hätte die österreichische Industrie (Anteil des russischen Gases am Gesamtverbrauch ca. 80%) über viele Jahre einen weitaus erheblicheren Wettbewerbsvorteil haben müssen.

Aber in den vorgenannten westeuropäischen Ländern gibt es meines Wissens das Narrativ vom „billigen russischen Gas“ und die heimische Industrie als Nutznießer ebenso wenig wie eine mit Deutschland vergleichbare, vergangenheitsbezogene kritische Diskussion (auch verbunden mit Schuldzuweisungen an Politiker/-innen) über

die zwischenzeitlich entstandene Abhängigkeit und die politische Verantwortung der jeweiligen Regierungen.

Das seit vielen Jahren von Politikern und Journalisten verwendete und verbreitete Narrativ vom „billigen russischen“ Importgas und dem Vorteil insbesondere für die deutschen Industrie beruht m.E. daher auf einer unvollständigen Informationsbasis und der nicht überprüften Übernahme allgemein verbreiteter Meinungen.

Kürzlich erschien in der FAZ unter der Rubrik „Standpunkt“ ein Artikel mit dem Titel: „Wohlstand durch russisches Gas – Mythos und Realität“.<sup>80</sup> Die dort beschriebene Einschätzung der Vergangenheit der Lieferbeziehungen mit der UdSSR/Russland ist m.E. zutreffend.

Das Fazit in dem vorgenannten FAZ-Artikel geht sogar noch weiter: „Die vielfach betonte Bedeutung der russischen Erdgaslieferungen für Wirtschaftskraft und Wohlstand in Deutschland wird überschätzt“...“Die These, russisches Erdgas sei wesentlicher Treiber von Wirtschaftskraft und Wohlstand in Deutschland gewesen, kann somit als widerlegt angesehen werden.“

Bei dieser Einschätzung sollte man allerdings einige Aspekte nicht außer Acht lassen:

- Die seinerzeitige „Weg vom Öl“-Energiepolitik (Hintergrund: Beendigung der Abhängigkeit von der Preispolitik der OPEC sowie die aus damaliger Sicht sehr begrenzte Reichweite der Ölreserven) konnte nur durch die Substitution durch Erdgas erfolgen. Kohle war schon damals aus Umweltgründen keine Alternative mehr zum Öl.
- Für LNG gab es weder verlässliche Lieferanten noch hätte man mit dem damals viel teureren LNG trotz gestiegener Ölpreise wettbewerbsfähige, „anlegbare“, Gaspreise anbieten können.
- Für im Vergleich zum LNG preisgünstigeres Pipelinegas gab es aufgrund der begrenzten Gasvorkommen in Westeuropa nur die Alternative, den wachsenden Gasbedarf mit langfristigen Verträgen über Importe aus der UdSSR bzw. Russland zu decken.

---

<sup>80</sup> Hans-Wilhelm Schiffer und Andreas Seeliger, FAZ, 06.02.2025, Nr. 31, S. 17.

- Mit den Deviseneinnahmen aus den Gasexporten nach Deutschland konnte die UdSSR bzw. Russland hochwertige deutsche Waren importieren (Pipelineröhren, Ausrüstung für Kompressorstationen aber auch Maschinen und Autos) sowie Kreditzinsen bezahlen. Insofern profitierte auch die deutsche Wirtschaft von den Importverträgen.
- Offen bleibt, wie sich seit den 1970er Jahren das westdeutsche – und später das gesamtdeutsche – Energiemix ohne Gasimporte aus der UdSSR bzw. Russland gestaltet hätte. Ferner bleibt ungeklärt, wie sich ohne diese Gasverträge die Wirtschaft und auch die Politik in Deutschland und in Russland – insbesondere in der Zeit der deutschen Wiedervereinigung – entwickelt hätte.

Ungeachtet der Diskussion in Deutschland wird uns das Schlagwort vom „billigen russischen Gas“ in Bezug auf eine andere Weltregion weiterverfolgen. Russland ist bestrebt, die Gasexporte auch auf dem Landweg, insbesondere nach China, auszuweiten. Wenn man Presseberichte darüber verfolgt, ist China im Falle des Abschlusses solcher Langfristverträge in einer günstigen Position, sich langfristig „billiges Gas“ aus Russland zu sichern.

Eine Abhängigkeit Deutschlands von Energielieferungen aus den USA hat es übrigens bis zum Anfang des 1. Weltkrieges schon einmal gegeben – und zwar bei den Ölimporten des damaligen Deutschen Reichs. Öl wurde damals für Betrieb von Petroleumlampen verwendet.

Seinerzeit versuchte – neben den Rothschilds – insbesondere die Ölhandelsgesellschaft der Deutschen Bank „halboffiziell im Auftrag der deutschen Regierung“ vergeblich mit Ölimporten aus Rumänien „via Constanza nach Hamburg“ gegen den Marktführer Standard Oil zu konkurrieren, der sein Öl aus den USA über die Niederlande nach Deutschland lieferte.

In den späteren Erinnerungen eines der verantwortlichen Manager der Deutschen Bank heißt es: „Wenn ich’s noch einmal zu tun hätte, würde ich die Petroleumgeschäfte als Bankmann nie wieder anrühren.“<sup>81</sup>

**Autor: Dipl.-Kfm. Hans-Ulrich Meine, Senior Advisor Team Consult**



Hans-Ulrich Meine startete seine gaswirtschaftliche Karriere 1981 bei der BEB Erdgas und Erdöl GmbH (Hannover), damals eine der integrierten Ferngasgesellschaften in Deutschland. Über Jahrzehnte hinweg verantwortete er neben Aufgaben im Gastransport- und Speicherbereich unter anderem langfristige Gasimportverträge aus den Niederlanden, Norwegen, Dänemark und Russland.

Von 2008 bis 2016 war er Geschäftsführer der ExxonMobil Gas Marketing GmbH. In Bezug auf die Gasvermarktung stand er über viele Jahre im Wettbewerb mit der Wingas AG. Seit 2016 ist er unter anderem als Senior Advisor für die Team Consult G.P.E. GmbH (Berlin) tätig. (hum@teamconsult.net)

Seit 2017 ist er alternierender Verwaltungsratsvorsitzender der Mobil Krankenkasse (München).

---

<sup>81</sup> Rainer Karlsch und Raymond G. Stokes, Faktor Öl, Die Mineralölwirtschaft in Deutschland 1859-1974, München 2003, Kapitel „Die Großbanken drängen ins Ölgeschäft“, S. 72ff (obiges Zitat S. 79).



## TEAM CONSULT

**Gas.Power.Experience.**

Robert-Koch-Platz 4  
10115 Berlin

Tel: 030.400 556 0  
Fax: 030.400 556 99  
E-Mail: [info@teamconsult.net](mailto:info@teamconsult.net)  
Internet: [www.teamconsult.net](http://www.teamconsult.net)