

Der EU-Erdgasmarkt: Bilaterale Oligopole und Speichermöglichkeiten

Volker Arnold

Diskussionsbeitrag Nr.520

April 2020

Fernuniversität in Hagen

Universitätsstraße 11

58084 Hagen

<https://www.fernuni-hagen.de/arnold/>

Der EU-Erdgasmarkt: Bilaterale Oligopole und Speichermöglichkeiten

Volker Arnold

April 2020

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Lieferbeziehungen zwischen einem Upstream-Duopol, das Erdgas fördert und verkauft, und einem Downstream-Duopol, dessen Mitglieder Erdgasgroßhändler sind, die Erdgas in großem Umfang speichern können, analysiert. Besondere Aufmerksamkeit wird dabei den Kosten der Speicherung zuteil, da diese wegen einer speziellen Eigenschaft von Gasen eine in der Literatur kaum beachtete Besonderheit aufweisen. Darüber hinaus wird thematisiert, was die „long-term contracts“, die die Beziehungen zwischen den „successive oligopolists“ regeln, beinhalten können.

FernUniversität in Hagen

Fakultät für Wirtschaftswissenschaft

D-58084 Hagen, Deutschland

E-Mail: volker.arnold@fernuni-hagen.de

1. Einleitung

Der EU-Erdgasmarkt ist sowohl auf der Upstream-Ebene wie auch auf der Downstream-Ebene stark konzentriert. Auf der Upstream-Ebene befinden sich mit Russland, Norwegen und Algerien (LNG) nur wenige bedeutende Gasproduzenten. Diese liegen darüber hinaus außerhalb der EU und befinden sich weitgehend unter staatlicher Kontrolle. Alle Versuche, neue Lieferländer zu gewinnen, sind bisher gescheitert. Auf der Downstream-Ebene, wo sich vor allem Erdgasgroßhändler und Endverbraucher tummeln, ist die dort bei den Großhändlern zu beobachtende Konzentration in einem bedeutenden Ausmaß historisch bedingt. Nationale und regionale Monopole bzw. Oligopole konnten bisher nur in einem recht beschränkten Ausmaß aufgebrochen werden (Holz et al., 2008, 768). Deshalb gilt auch weiterhin: „The number of players is very limited compared to the US and former monopolies hold dominant positions on the market“ (Talus, 2014, 32).¹ Die Lieferbeziehungen zwischen den Gasproduzenten auf der Upstream-Ebene und den Gasgroßhändlern auf der Downstream-Ebene weisen damit die Struktur von „*successive oligopolies*“ auf (Greenhut and Ohta, 1979, 138).

Ein zweites, wichtiges Merkmal des EU-Erdgasmarktes besteht in großen Speichermöglichkeiten. So betrug zum Beispiel im Jahre 2018 in Deutschland bei einem Erdgasverbrauch in Höhe von 928 TWh das maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 280 TWh (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2019, 350 und 372). Eine Besonderheit, die sich bei Speicherung von Erdgas in Untergrundspeichern ergibt, wird in der Literatur oft nicht beachtet, ist aber von großer Bedeutung. Gase und damit natürlich auch Erdgas lassen sich im Gegensatz zu vielen anderen Produkten bei der Speicherung komprimieren. Die durch Druck ermöglichte Reduktion des Volumens gestattet es, in Untergrundkavernen ein Vielfaches ihres geometrischen Volumens einzulagern. Allerdings ist die Erzeugung des Drucks mit Kosten verbunden.

Die Bedeutung der Speicherung von Erdgas zeigt sich darin, dass ihr drei wichtige Funktionen zugeschrieben werden: Die Speicherinhalte können für *spekulative Zwecke* genutzt werden, sie können der *Versorgungssicherheit* dienen und sie können zur *Glättung saisonaler Nachfrageschwankungen* eingesetzt werden (Baranes et al., 2014, 20; Chaton et al., 2008, 4236). Dabei dürfte die Nutzung zum Zweck der Glättung von saisonalen Nachfrageschwankungen das dominante Motiv sein. So waren die deutschen Erdgasspeicher im April des Jahres 2018 bis auf 14 % noch verbleibender Arbeitsgasmenge geleert, wohingegen sie zum 1. November des Jahres für den kommenden Winter wieder zu 87 % befüllt waren (Bundesnetz-

¹ Einen Vergleich der Gasmärkte der EU, der US und Ostasiens liefert Talus (2014). Siehe auch Cremer et al., 2003, 9-11.

agentur/ Bundeskartellamt, 2018, 362). Hätte es im April des Jahres 2018 einen länger andauernden Lieferausfall gegeben, so hätte der bescheidene Bestand an Arbeitsgas in Höhe von 14 % der maximalen Kapazität nicht viel zur Sicherung der Versorgung beitragen können.

2. Literatur

Beide Merkmale des EU-Erdgasmarktes – Marktmacht und große Speichermöglichkeiten – werden in der Literatur mit unterschiedlicher Intensität diskutiert. Es gibt Modelle, in denen nur das Problem der Marktmacht der Gasproduzenten und der Gashändler diskutiert wird. Probleme der Speicherung werden dabei ausgeklammert. In einer zweiten Modellgruppe stehen Speichermöglichkeiten im Mittelpunkt, Marktmacht spielt hingegen keine Rolle. In einer dritten Modellgruppe werden Marktmacht und Speichermöglichkeiten simultan behandelt.

In der ersten Modellgruppe greifen Boots et al. (2004, 75) die von Greenhut und Ohta (1979) angestoßene Debatte um „successive oligopolies“ auf.² Holz et al. (2008) tun Gleiches. Der alleinigen Behandlung von Speichermöglichkeiten, die sich bei saisonalen Nachfrageschwankungen ergeben, widmen sich die Beiträge von Gravelle (1976) und Chaton et al. (2008). Hier erfolgt die Speicherung nicht durch Gashändler – solche gibt es nicht – sondern durch ein öffentliches Unternehmen, das das Gas auch selbst produziert (Gravelle, 1976, 260) oder durch selbstständige Speicherunternehmen (Chaton et al., 2008, 4236). In der dritten Modellgruppe, in der Marktmacht und Speichermöglichkeiten simultan behandelt werden, beschäftigen sich Abada et al. (2013) mit der Endogenisierung von „long-term contracts“ zwischen Gasproduzenten und unabhängigen Gashändlern. Allerdings verzichten sie darauf, eine Nachfragefunktion der Händler herzuleiten.³ Solche Nachfragefunktionen sind jedoch zentrale Bausteine in der Literatur zu den „successive oligopolies“ (Greenhut and Ohta, 1979, 138; Abiru et al., 1998, 467; Ghosh and Morita, 2007, 544; Gabszewicz et al., 2013, 398). Baranes et al. (2014) beschäftigen sich ebenfalls mit den Lieferbeziehungen zwischen Gasproduzenten und den Gashändlern, fügen jedoch selbstständige Speicherunternehmen hinzu. Die Beziehungen zwischen den Produzenten und den Gashändlern vereinfachen sie, indem sie davon ausgehen, dass „gas companies can get natural gas from producers in the upstream market through long-term contracts at an exogenous constant marginal price, $\gamma > 0$ “ (Baranes et al., 2014, 22). Die Gashändler entscheiden über die Gasmengen, die sie einspeichern wollen. Da

² „The GASTALE model (Boots et al., 2004) is the first attempt to apply the structure of successive oligopoly in gas production and trading...“ (Holz et al., 2008, 768).

³ „Indeed, we do not model the possible traders' demand functions that can be considered, a priori, by the producers in their optimization programs“ (Abada et al., 2013, 5).

sich Baranes et al. allein auf die strategische Funktion der Erdgasspeicherung konzentrieren, bleiben „seasonal aspects of gas storage decisions“ ausgeklammert (Baranes et al., 2014, 21).

Ziel des hier vorliegenden Beitrages ist es, in einem zweistufigen Spiel die vertikalen Lieferbeziehungen zwischen Gasproduzenten und Gashändlern unter Einbeziehung von Speichermöglichkeiten zur Glättung von saisonalen Schwankungen durch die Gashändler zu analysieren. Dabei werden die saisonalen Preisschwankungen und die „long-term contracts“, die zwischen den Produzenten und den Händlern vereinbart werden, thematisiert.

Das Papier ist wie folgt gegliedert: Im 3. Abschnitt wird das Modell vorgestellt. Im 4. Abschnitt werden im Rahmen eines zweistufigen Spiels die „successive oligopolies“ analysiert. Der abschließende 5. Abschnitt dient der Zusammenfassung der Ergebnisse.

3. Das Modell

In der Modellökonomie werde Erdgas der gleichen Qualität gehandelt. Die Lieferbeziehungen innerhalb einer willkürlich herausgegriffenen Periode τ^+ (eines Jahres), die in die Subperioden $t = 0, 1$ (Sommer, Winter) zerfällt, mögen sich wie folgt beschreiben lassen:

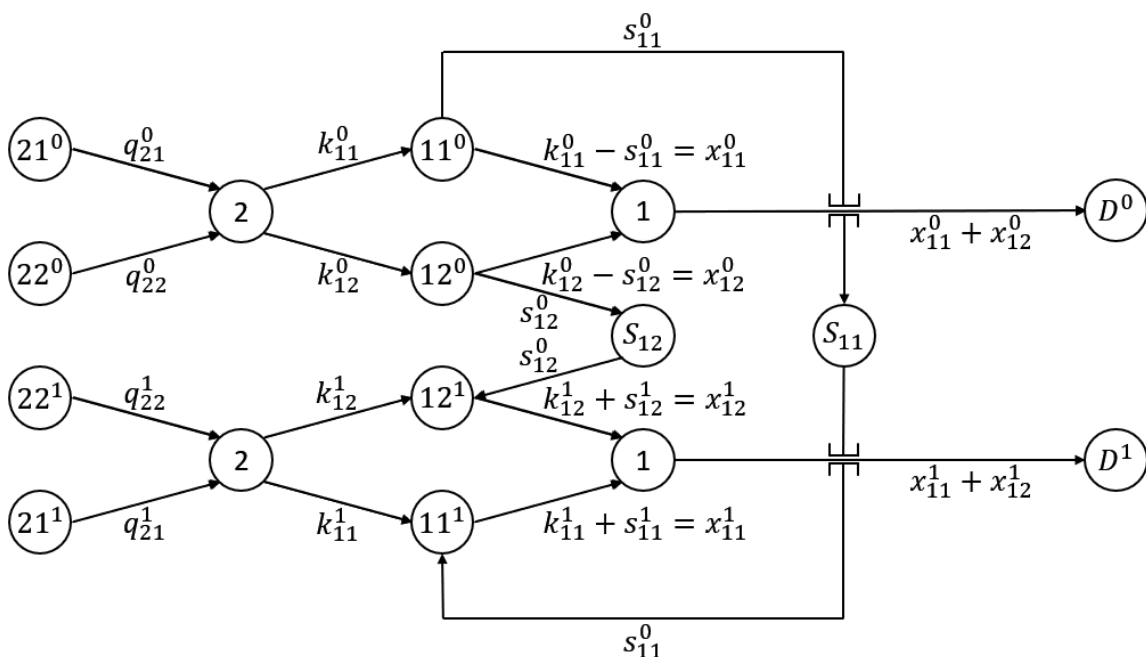


Abbildung 1: Die Lieferbeziehungen

Es gibt die beiden Gasproduzenten 21 und 22, die in der Off-peak Periode $t = 0$ (Sommer) die Mengen q_{21}^0 und q_{22}^0 und in der Peak Periode $t = 1$ (Winter) die Mengen q_{21}^1 und q_{22}^1 liefern. Die Gashändler 11 und 12 beziehen in der Off-peak Periode $t = 0$ die Mengen k_{11}^0 und k_{12}^0 und in der Peak Periode $t = 1$ die Mengen k_{11}^1 und k_{12}^1 . Es handelt sich mithin um klassische

„successive oligopolies“. Produzenten und Händler sind durch Leitungsnetze ②, deren Kapazitäten hinreichend groß sein sollen, miteinander verbunden. Da das von den Produzenten eingespeiste Gas von den Händlern am Ende der Leitungen entnommen wird, und der Einfachheit halber von einer Lagerung im Netz und transportbedingten Verlusten abgesehen wird, gilt (Cremer et al., 2003, 13):

$$q_{21}^t + q_{22}^t = k_{11}^t + k_{12}^t \quad t = 0,1$$

Die Gashändler leiten einen Teil der von ihnen in der Off-peak Periode bezogenen Gasmengen s_{11}^0 und s_{12}^0 in die Untertagespeicher S_{11} und S_{12} und liefern die verbleibenden Mengen

$$x_{11}^0 = k_{11}^0 - s_{11}^0 \text{ und } x_{12}^0 = k_{12}^0 - s_{12}^0$$

über die Leitungsnetze ①, deren Kapazitäten ebenfalls hinreichend groß sein sollen, an die Endverbraucher (Kraftwerke, Industrie, Privatkunden) weiter, sodass

$$x_{11}^0 + x_{12}^0 = k_{11}^0 - s_{11}^0 + k_{12}^0 - s_{12}^0 = D^0$$

gilt. Von einer Speicherung durch die Endverbraucher wird abgesehen. In der Peak Periode entnehmen die Gashändler die eingelagerten Gasmengen aus den Untergrundspeichern S_{11} und S_{12} und liefern sie zusammen mit den in dieser Periode bezogenen Gasmengen an die Endverbraucher, sodass

$$x_{11}^1 + x_{12}^1 = k_{11}^1 + s_{11}^1 + k_{12}^1 + s_{12}^1 = D^1$$

gilt. Die eingelagerten Arbeitsgasmengen werden vollständig entnommen:

$$s_{11}^0 = s_{11}^1 = s_{11} \text{ und } s_{12}^0 = s_{12}^1 = s_{12}$$

Die Zahl der Endverbraucher n sei so groß, dass keiner von ihnen über Marktmacht verfügt. Jeder von ihnen sieht den Marktpreis als ein Datum an, das er nicht beeinflussen kann. Ihre Marktnachfragefunktionen lauten:

$$(*) \quad D^t = \sum_{i=1}^n d_i^t = a^t - p^t, \quad t = 0,1$$

Dabei sind p^0 und p^1 die Preise, die die n Endverbraucher in der Off-peak und in der Peak Periode zahlen. Da $a^1 > a^0$ gilt, verläuft die Nachfragefunktion D^1 der Peak Periode über derjenigen der Off-Peak Periode.

Neben den Gasproduzenten und den Gashändlern gibt es mit den Betreibern der Leitungsnetze und der Untergrundspeicher weitere Akteure. Dabei spielen die Netzbetreiber in der aktuellen wettbewerbspolitischen Debatte eine zentrale Rolle. „Ohne eine wirksame Trennung des Netzbetriebs von der Gewinnung und Versorgung (wirksame Entflechtung) besteht die Gefahr einer Diskriminierung nicht nur in der Ausübung des Netzgeschäfts, sondern auch in Bezug auf die Schaffung von Anreizen für vertikal integrierte Unternehmen, ausreichend in ihre Netze zu investieren“ (Richtlinie 2009/73/EG vom 13. Juli 2009, 94). Diese Debatte soll hier nicht aufgegriffen werden. Vielmehr gehen wir wie Abada et al. (2013, 3) davon aus, dass die Tarife der Netzbetreiber wirksam reguliert werden. „Die von den Regierungsbehörden...genehmigten Tarife...müssen..., die Ist-Kosten widerspiegeln, ... und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen...“ [Verordnung (EG) Nr. 715/2009, 13. Juli 2009, Art. 13, 44]. Die genehmigten Tarife sollen im Folgenden den Stückkosten der Transporte entsprechen. Hinsichtlich der Speicherbetreiber ist zu beachten, dass „der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern...stark konzentriert [ist]“ (Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt, 2018, 345). Der Marktanteil der drei größten Anbieter betrug in den Jahren von 2013 bis 2017 jeweils 67% und mehr (ebenda). Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Kundenzahl pro Speicherbetreiber äußerst gering ist. So hatten im Jahre 2017 neun von insgesamt 23 erfassten Speicherbetreibern in Deutschland nur *einen* Kunden (ebenda, 361). Weiterhin ist zu beachten, dass die Speicherunternehmen nur juristisch und nicht eigentumsrechtlich entflochten sind (legal vs. ownership unbundling). So sind Wingas (Handel) und Astora (Speicherung) unter dem Dach der Holding Gasprom Germania vereint. Dies alles zusammen lässt es als zulässig erscheinen, bei den folgenden theoretischen Überlegungen die Gasspeicherunternehmen in die Unternehmen der Gashändler zu integrieren.

4. Ein zweistufiges Spiel⁴

Mit den beschriebenen Einbindungen des Netz- und des Speicherbetriebs kann im Folgenden für die verbleibenden „successive oligopolists“ ein zweistufiges Spiel analysiert werden. Spieler sind dabei die Gasproduzenten und die Gashändler. Das Spiel wird über N Perioden gespielt. Aus Gründen, die später klar werden, wird zunächst nur das Spiel, das in der Periode τ^+ stattfindet, analysiert. Zeitlich läuft das Spiel wie folgt ab. Zunächst wählen die beiden Gasproduzenten in der Periode τ^+ auf der ersten Stufe des Spiels *simultan* die Preise, die sie für ihre Gaslieferungen fordern. Da beide Produzenten annahmegemäß Gas der gleichen Qualität liefern, können sie in jeder Subperiode auch nur einen jeweils gleichen Preis $\hat{p}^t, t = 0, 1,$

⁴ Siehe Gibbons, 1992, 71ff.

fordern. Auf der zweiten Stufe des Spiels akzeptieren die Händler diese Preisforderungen und legen *simultan* ihre Einkaufsmengen $(k_{11}^0, k_{12}^0, k_{11}^1, k_{12}^1)$ fest. Die Händler und die Produzenten verhalten sich demnach untereinander als Cournot-Duopolisten. Den Händlern gegenüber verhalten sich die Produzenten als *Stackelberg-Führer* (Boots et al., 2004, 79). Das Spiel, das in der Periode τ^+ gespielt wird, wird durch Rückwärtsinduktion gelöst.

2. Stufe

Die beiden Downstream-Duopolisten sehen sich in den beiden Subperioden der Periode τ^+ mit den Inversen der Nachfragefunktionen (*) konfrontiert:

$$p^t = a^t - D^t \quad t = 0,1$$

mit $a^1 > a^0$.

In den Marktgleichgewichten gilt:

$$D^t = \sum_{i=1}^n d_i^t = a^t - p^t = x_{11}^t + x_{12}^t, \quad t = 0,1$$

sodass für die die Märkte räumenden Preise auch

$$p^t = a^t - (x_{11}^t + x_{12}^t), \quad t = 0,1$$

geschrieben werden kann.

Die Kostenfunktionen der beiden Downstream-Duopolisten für die Periode (das Jahr) τ^+ lauten:

$$C_j = \sum_{t=0}^1 (\hat{p}^t + c_{Tj}^t) k_{1j}^t + \frac{\eta_j}{2} (S_{1j})^2 \quad j = 1,2$$

mit

- $\hat{p}^t k_{1j}^t$ = Einkaufskosten des Duopolisten j in der Subperiode t,
- $c_{Tj}^t k_{1j}^t$ = Kosten des Gastransportes für den Duopolisten j in der Subperiode t,
- $\frac{\eta_j}{2} (s_{1j})^2$ = Kosten der Speicherung für den Duopolisten j in der Periode τ^+ .

Die Speicherung erfolgt also mit wachsenden Grenzkosten. Eine Begründung hierfür findet sich im Appendix 1.

Folgende Annahmen werden gemacht:

- Die zu Beginn der Periode $\tau = 1$ vorhandenen Speicherkapazitäten S_{11} und S_{12} seien gegeben und werden auch nicht durch Investitionen vergrößert: $S_{11} = \bar{S}_{11}$ und $S_{12} = \bar{S}_{12}$.
- Die Downstream-Duopolisten sind reine Händler, die das von ihnen gekaufte Erdgas $(k_{11}^t, k_{12}^t; t = 0,1)$ unverändert weiter verkaufen.
- Die Transport- und die Speicherkosten seien für beide Duopolisten gleich:

$$c_{T1}^0 = c_{T2}^0; c_{T1}^1 = c_{T2}^1; \eta_1 = \eta_2$$

Dann sind sie identisch und es genügt, sich nur mit dem Entscheidungsproblem eines beider zu beschäftigen und die Ergebnisse unverändert auf den anderen zu übertragen.

Die Optimierungsaufgabe des Duopolisten 1 lautet $(x_{11}^0, x_{11}^1, k_{11}^0, k_{11}^1, s_{11} > 0)$:

$$\begin{aligned} \max: G_{11} = & [a^0 - (x_{11}^0 + \bar{x}_{12}^0)]x_{11}^0 - (\hat{p}^0 + c_T^0)k_{11}^0 + [a^1 - (x_{11}^1 + \bar{x}_{12}^1)]x_{11}^1 - \\ & (\hat{p}^1 + c_T^1)k_{11}^1 - \frac{\eta}{2}(s_{11})^2 \end{aligned}$$

udN:

$$\bar{S}_{11} - s_{11} \geq 0,$$

$$k_{11}^0 - x_{11}^0 - s_{11} = 0,$$

$$k_{11}^1 - x_{11}^1 + s_{11} = 0.$$

Werden zwecks Vereinfachung der Schreibweise die Stückkosten des Gastransportes dem Einkaufspreis zugeschlagen, so lautet die zu maximierende Lagrange-Funktion:

$$\begin{aligned} L_{11} = & [a^0 - (x_{11}^0 + \bar{x}_{12}^0)]x_{11}^0 - \hat{p}^0 k_{11}^0 + [a^1 - (x_{11}^1 + \bar{x}_{12}^1)]x_{11}^1 - \hat{p}^1 k_{11}^1 - \frac{\eta}{2}(s_{11})^2 + \\ & \lambda_{11}(\bar{S}_{11} - s_{11}) + \lambda_{21}(k_{11}^0 - x_{11}^0 - s_{11}) + \lambda_{31}(k_{11}^1 - x_{11}^1 + s_{11}) \end{aligned}$$

Für gegebene Mengen des anderen Duopolisten und für gegebene Einkaufspreise \hat{p}^0 und \hat{p}^1 erhält man durch Ableiten die folgenden Bedingungen erster Ordnung für ein Maximum:

$$(1) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial x_{11}^0} = a^0 - 2x_{11}^0 - \bar{x}_{12}^0 - \lambda_{21} = 0,$$

$$(2) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial x_{11}^1} = a^1 - 2x_{11}^1 - \bar{x}_{12}^1 - \lambda_{31} = 0,$$

$$(3) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial k_{11}^0} = -\hat{p}^0 + \lambda_{21} = 0,$$

$$(4) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial k_{11}^1} = -\hat{p}^1 + \lambda_{31} = 0,$$

$$(5) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial s_{11}} = -\eta s_{11} - \lambda_{11} - \lambda_{21} + \lambda_{31} = 0,$$

$$(6) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial \lambda_{11}} = \bar{s}_{11} - s_{11} \begin{cases} = 0 \text{ für } \lambda_{11} > 0 \\ \geq 0 \text{ für } \lambda_{11} = 0, \end{cases}$$

$$(7) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial \lambda_{21}} = k_{11}^0 - x_{11}^0 - s_{11} = 0,$$

$$(8) \quad \frac{\partial L_{11}}{\partial \lambda_{31}} = k_{11}^1 - x_{11}^1 + s_{11} = 0.$$

Analoge Überlegungen führen zu den gleichen Bedingungen für den identischen Duopolisten

2. Es sind in diesem Modell zwei Szenarien bezüglich der Speichermöglichkeiten denkbar:

- Die vorhandenen Kapazitäten werden nicht oder gerade ausgelastet: $\bar{s}_{11} \geq s_{11}$ und $\bar{s}_{12} \geq s_{12}$ und damit $\lambda_{11} = \lambda_{12} = 0$.
- Die vorhandenen Kapazitäten werden voll ausgelastet: $\bar{s}_{11} = s_{11}$ und $\bar{s}_{12} = s_{12}$ und damit $\lambda_{11} > 0$ und $\lambda_{12} > 0$.

Im Folgenden wird allein das Szenario 1 analysiert. Die Herleitung der Änderungen, die sich für das Szenario 2 ergeben, bereitet keine Probleme.

Damit verbleiben mit (1), (2), (3), (4), (5), (7), und (8) und den entsprechenden Bedingungen für den Duopolisten 2 14 Gleichungen mit 14 Unbekannten. Glücklicherweise lässt sich das verbleibende Gleichungssystem schrittweise lösen. Aus (3), (4) und (5) erhält man:

$$\eta s_{11} = \hat{p}^1 - \hat{p}^0.$$

ηs_{11} sind die Grenzkosten der Speicherung. Diese Bedingung lässt sich wie folgt erläutern. Übersteigt der Einkaufspreis in der Subperiode $t = 1$ (Winter) den Einkaufspreis in der Subperiode $t = 0$ (Sommer), d.h. gilt $\hat{p}^1 - \hat{p}^0 > 0$, so kann man Einkaufskosten sparen, indem man in der Periode $t = 0$ zusätzliche Mengen für den Verkauf in der Periode $t = 1$ kauft. Sieht man von Diskontierung ab, so lohnt sich das jedoch nur solange, wie diese Ersparnis die Kosten der Speicherung dieser zusätzlichen Mengen übersteigt. Für die effiziente Speichermenge erhält man:

$$(5a) \quad s_{11}^* = \frac{1}{\eta} (\hat{p}^1 - \hat{p}^0),$$

was sich grafisch wie folgt darstellen lässt.

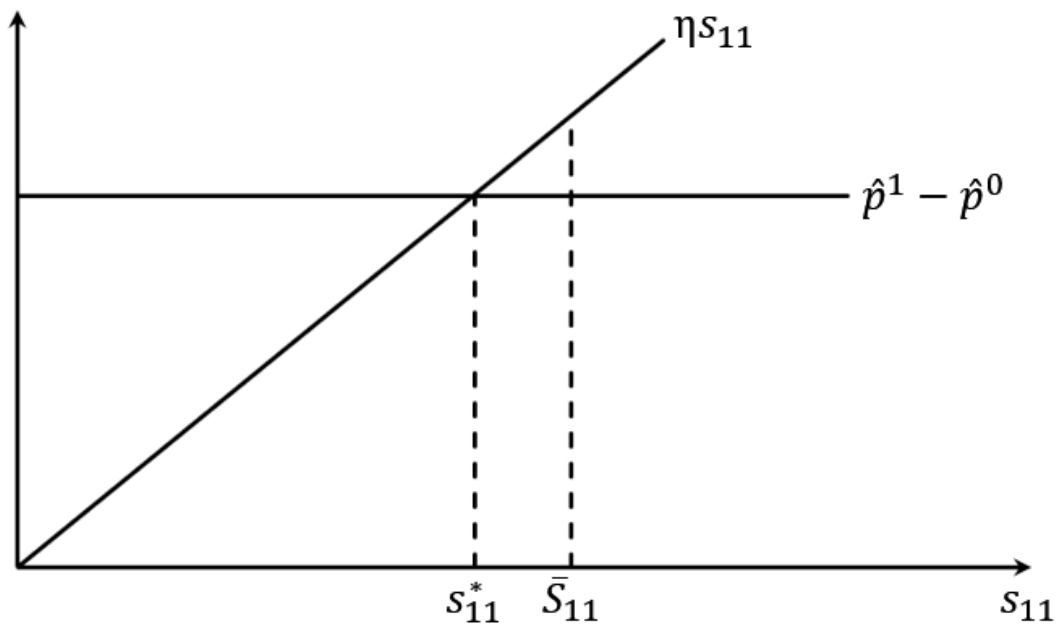


Abbildung 2: Die effiziente Speichermenge

Die effiziente Speichermenge s_{11}^* hängt zum einen von den Grenzkosten des Speichers ηs_{11} und zum anderen von den Preisforderungen \hat{p}^0 und \hat{p}^1 der Upstream-Duopolisten ab.

In der Literatur geht man oft von konstanten Grenzkosten aus (Gravelle, 1976, 261ff.; Chaton et al., 2008, 4236; Baranes et al., 2014, 23). Wie ein Blick auf die Abbildung 2 zeigt, gibt es dann *im hier verwendeten Modell* keine positive, endliche effiziente Speichermenge.⁵

Die Bedingungen (1) und (3) sowie die entsprechenden Bedingungen für den Duopolisten 2 liefern die Verkaufsmengen für die Subperiode $t = 0$ ($a^0 > \hat{p}^0$):

$$x_{11}^{0*} = \frac{1}{3}(a^0 - \hat{p}^0),$$

$$x_{12}^{0*} = \frac{1}{3}(a^0 - \hat{p}^0).$$

Setzt man für s_{11}^* und x_{11}^{0*} sowie s_{12}^* und x_{12}^{0*} in die Bedingung (7) und die entsprechende Bedingung für den Duopolisten 2 ein, so erhält man für die Einkaufsmengen in $t = 0$:

$$(7a) \quad k_{11}^{0*} = \frac{1}{3}(a^0 - \hat{p}^0) + \frac{1}{\eta}(\hat{p}^1 - \hat{p}^0),$$

$$(7b) \quad k_{12}^{0*} = \frac{1}{3}(a^0 - \hat{p}^0) + \frac{1}{\eta}(\hat{p}^1 - \hat{p}^0).$$

Analog erhält man für die Subperiode $t = 1$ ($a^1 > \hat{p}^1$):

$$x_{11}^{1*} = \frac{1}{3}(a^1 - \hat{p}^1),$$

$$x_{12}^{1*} = \frac{1}{3}(a^1 - \hat{p}^1),$$

$$(7c) \quad k_{11}^{1*} = \frac{1}{3}(a^1 - \hat{p}^1) - \frac{1}{\eta}(\hat{p}^1 - \hat{p}^0),$$

⁵ Im Modell von Gravelle (1976, 262 ff.) ergibt sich trotz konstanter Grenzkosten der Speicherung eine positive, endliche effiziente Speichermenge. Das Unternehmen, das bei Gravelle speichert, bezieht das zu verkaufende Produkt nicht über Märkte, es produziert es vielmehr selbst und zwar mit steigenden Grenzkosten. Weiterhin geht Gravelle davon aus, dass sich bei dem unterstellten Wettbewerb Preise für sein Produkt einstellen, die den Grenzkosten entsprechen. Durch die Möglichkeit der Speicherung steigt die Produktion in der Off-Peak Periode und sinkt in der Peak Periode. Mit zunehmender Speicherung steigen die Grenzkosten und damit steigt der Preis der Off-Peak Periode und er fällt in der Peak-Periode, d.h. mit wachsender Speichermenge verringert sich die Preisdifferenz $p^1 - p^0$ (Gravelle, 1976, 263/4). In der Abbildung 2 verläuft dann die Grenzkostenkurve c parallel zur Abszisse und eine Linie $p^1 - p^0$ weist einen fallenden Verlauf auf. Der Schnittpunkt beider Linien legt dann die effiziente Speichermenge fest. Auch Chaton et al. nehmen konstante Grenzkosten der Speicherung an (2008, 4236). Ihre Grenzkostenkurve c verläuft in der Abbildung 2 bis zu Kapazitätsgrenze der Speicher parallel zur Abszisse. Chaton et al. nehmen wie Gravelle steigende Grenzkosten bei der Produktion des betrachteten Gutes und eine Preisbildung unter Wettbewerbsbedingungen an. Für den Fall des „unconstraint competitive storage“ entspricht dann ihre Fig. 1 (2008, 4237) derjenigen Gravelles (1976, 263). Ist die Kapazitätsgrenze bindend, so legt sie die effiziente Speichermenge fest. Auch Baranes et al. (2014) unterstellen konstante Grenzkosten der Speicherung (ebenda, 23). But „we do not consider directly seasonal aspects of gas storage decisions“ (ebenda, 21). „... we are looking at a single hour, or day in a peak demand period, taken completely out of the context of the surrounding day or season“ (ebenda, 22). Die Frage nach der effizienten Speichermenge zum Ausgleich saisonaler Nachfrageschwankungen stellt sich damit bei ihnen nicht.

$$(7d) \quad k_{12}^{1*} = \frac{1}{3}(a^1 - \hat{p}^1) - \frac{1}{\eta}(\hat{p}^1 - \hat{p}^0).$$

$(x_{11}^{t*} = x_{12}^{t*}, k_{11}^{t*} = k_{12}^{t*}, s_{11}^* = s_{12}^*; t = 0,1)$ ist das symmetrische Nash-Gleichgewicht auf der 2. Stufe des Spiels in der Periode τ^+ . Die endogenen Variablen werden zum einen durch die exogenen Variablen a^0 , a^1 und η und zum anderen durch die Einkaufspreise \hat{p}^0 und \hat{p}^1 , die die Downstream-Duopolisten zu zahlen haben, bestimmt. Ändert sich das im Zeitablauf nicht, so bleiben auch die endogenen Variablen im Zeitablauf unverändert. Das von den Einkaufspreisen abhängige Nash-Gleichgewicht der Periode τ^+ wird dann in allen τ Perioden unverändert gespielt (Gibbons, 1992, 84). Die einzelnen Perioden sind dann unabhängig voneinander (Chaton et al., 2008, 4237) und es genügt, sich auf dieser 2. Stufe des Spiels allein mit der Periode τ^+ zu befassen. Damit die exogenen Variablen und die Einkaufspreise der Downstream-Duopolisten im Zeitablauf unverändert bleiben, ist es erforderlich, Folgendes anzunehmen:

- Die Erdgasnachfrage verändert sich im Zeitablauf nicht. Dann ändern sich a^0 und a^1 nicht.
- Reichen die zu Beginn der Periode $\tau = 1$ vorhandenen Speicherkapazitäten \bar{S}_{11} und \bar{S}_{12} aus, um die in dieser Periode einzuspeichernden Gasmengen aufzunehmen, so reichen diese Kapazitäten bei unveränderter Erdgasnachfrage auch in allen Folgeperioden aus. Investitionen zwecks Kapazitätserweiterungen sind dann nicht erforderlich, weshalb sie in der o.a. Lagrange-Funktion nicht enthalten sind.
- Bei Transport und Speicherung komme es im Zeitablauf weder zu Kostensenkungen noch zu Kostensteigerungen.
- Die Einkaufspreise \hat{p}^1 und \hat{p}^0 werden in „long-term contracts“ auf Dauer festgeschrieben.

(7a) und (7b) zeigen die Reaktionen der beiden Downstream-Duopolisten auf die Preisforderungen der Upstream-Duopolisten an. Die gemeinsamen Reaktionsfunktionen der Downstream-Duopolisten für die beiden Perioden erhält man durch Addition der individuellen Reaktionsfunktionen (Greenhut and Ohta, 1979, 138; Abiru et al., 1998, 467; Ghosh and Morita, 2007, 544).

Addiert man (7a) und (7b) und löst nach \hat{p}^0 auf, so erhält man:

$$\hat{p}^0 = \frac{\eta}{\eta+3} \left[a^0 - \frac{3}{2}(k_{11}^{0*} + k_{12}^{0*}) + \frac{3}{\eta} \hat{p}^1 \right].$$

Addition von (7c) und (7d) liefert:

$$\hat{p}^1 = \frac{\eta}{\eta+3} \left[a^1 - \frac{3}{2} (k_{11}^{1*} + k_{12}^{1*}) + \frac{3}{\eta} \hat{p}^0 \right].$$

Das sind zwei Gleichungen mit den beiden Unbekannten \hat{p}^0 und \hat{p}^1 . Löst man das Gleichungssystem, so erhält man:

$$(9a) \quad \hat{p}^0 = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left[a^0 - \frac{3}{2} (k_{11}^{0*} + k_{12}^{0*}) \right] + \frac{3}{\eta+6} \left[a^1 - \frac{3}{2} (k_{11}^{1*} + k_{12}^{1*}) \right],$$

und:

$$(9b) \quad \hat{p}^1 = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left[a^1 - \frac{3}{2} (k_{11}^{1*} + k_{12}^{1*}) \right] + \frac{3}{\eta+6} \left[a^0 - \frac{3}{2} (k_{11}^{0*} + k_{12}^{0*}) \right],$$

mit:
$$\frac{\eta+3}{\eta+6} + \frac{3}{\eta+6} = 1.$$

Diese aggregierten Reaktionsfunktionen sind die *gemeinsamen inversen Nachfragefunktionen* der beiden Downstream-Duopolisten. Mithilfe dieser Funktionen bestimmen die beiden Upstream-Duopolisten auf der ersten Stufe des Spiels die ihre Gewinne maximierenden Preise. Diese geben sie als Stackelberg-Führer als Forderung an die Downstream-Duopolisten weiter.

Zu beachten ist, dass die einzelnen Nachfragemengen jetzt von den Preisforderungen *beider* Perioden abhängen:

$$k_{11}^t = k_{11}^t(\hat{p}^0, \hat{p}^1) \text{ und } k_{12}^t = k_{12}^t(\hat{p}^0, \hat{p}^1), \quad t = 0,1$$

Da in der Literatur zu den „successive oligopolies“ saisonale Nachfrageschwankungen keine Rolle spielen, gibt es dort diese Verknüpfung nicht.

1. Stufe

Die Gewinne der Upstream-Duopolisten sind wie folgt definiert:

$$G_{2j} = (\hat{p}^0 - c_j^0) q_{2j}^0 + (\hat{p}^1 - c_j^1) q_{2j}^1, \quad j = 1,2$$

Sind die Produktionskosten des Erdgases für beide Duopolisten gleich und ändern sich im Zeitablauf nicht, d.h. gilt:

$$c_1^t = c_2^t = c^t = c, \quad t = 0,1$$

so sind diese identisch, und es genügt, sich mit einem von ihnen zu beschäftigen. Ersetzt man in (9a) und (9b) die Einkäufe der Downstream-Duopolisten $k_{11}^{t*} + k_{12}^{t*}$ durch Lieferungen der Upstream-Duopolisten $q_{21}^t + q_{22}^t$ und setzt dann in Gewinnfunktion ein, so erhält man für den ersten Downstream-Duopolisten die folgende Maximierungsaufgabe:

$$\max_{q_{21}^0, q_{21}^1} G_{21} = \left\{ \alpha_1 \left[a^0 - \frac{3}{2}(q_{21}^0 + \bar{q}_{22}^0) \right] + \alpha_2 \left[a^1 - \frac{3}{2}(q_{21}^1 + \bar{q}_{22}^1) \right] \right\} q_{21}^0 + \left\{ \alpha_1 \left[a^1 - \frac{3}{2}(q_{21}^1 + \bar{q}_{22}^1) \right] + \alpha_2 \left[a^0 - \frac{3}{2}(q_{21}^0 + \bar{q}_{22}^0) \right] \right\} q_{21}^1 - cq_{21}^0 - cq_{21}^1$$

mit $\alpha_1 = \frac{\eta+3}{\eta+6}$; $\alpha_2 = \frac{3}{\eta+6}$ und $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$.

Setzt man die ersten Ableitungen nach q_{21}^0 und q_{21}^1 gleich Null, so erhält man die folgenden Bedingungen erster Ordnung für ein Maximum:

$$(10a) \quad \frac{\partial G_{21}}{\partial q_{21}^0} = \alpha_1 \left(a^0 - 3q_{21}^0 - \frac{3}{2}q_{22}^0 \right) + \alpha_2 \left(a^1 - 3q_{21}^1 - \frac{3}{2}q_{22}^1 \right) - c = 0$$

$$(10b) \quad \frac{\partial G_{21}}{\partial q_{21}^1} = \alpha_1 \left(a^1 - 3q_{21}^1 - \frac{3}{2}q_{22}^1 \right) + \alpha_2 \left(a^0 - 3q_{21}^0 - \frac{3}{2}q_{22}^0 \right) - c = 0$$

Da beide Duopolisten annahmegemäß identisch sind, erhält man für den zweiten Duopolisten analoge Bedingungen [(11a) und (11b)]. Formt man um, so erhält man das folgende lineare Gleichungssystem:

$$(10a) \quad q_{21}^0 + \frac{1}{2}q_{22}^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{21}^1 + \frac{1}{2}\frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{22}^1 = \frac{1}{3}\left(a^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}a^1 - \frac{1}{\alpha^1}c\right)$$

$$(11a) \quad \frac{1}{2}q_{21}^0 + q_{22}^0 + \frac{1}{2}\frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{21}^1 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{22}^1 = \frac{1}{3}\left(a^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}a^1 - \frac{1}{\alpha^1}c\right)$$

$$(10b) \quad \frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{21}^0 + \frac{1}{2}\frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{22}^0 + q_{21}^1 + \frac{1}{2}q_{22}^1 = \frac{1}{3}\left(a^1 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}a^0 - \frac{1}{\alpha^1}c\right)$$

$$(11b) \quad \frac{1}{2}\frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{21}^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}q_{22}^0 + \frac{1}{2}q_{21}^1 + q_{22}^1 = \frac{1}{3}\left(a^1 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1}a^0 - \frac{1}{\alpha^1}c\right)$$

oder:

$$\begin{vmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{1}{2} & 1 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} & 1 \end{vmatrix}^* \begin{vmatrix} q_{21}^0 \\ q_{22}^0 \\ q_{21}^1 \\ q_{22}^1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} m^0 \\ m^0 \\ m^1 \\ m^1 \end{vmatrix}$$

mit:

$$m^0 = \frac{1}{3} \left(a^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1} a^1 - \frac{1}{\alpha^1} c \right)$$

und:

$$m^1 = \frac{1}{3} \left(a^1 + \frac{\alpha_2}{\alpha^1} a^0 - \frac{1}{\alpha^1} c \right)$$

Für die Nennerdeterminante erhält man (s. Appendix 2):

$$D = \frac{9}{16} \left[1 - \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^1} \right)^2 \right]^2$$

Für die Zählerdeterminanten D_1 und D_3 erhält man (s. Appendix 3):

$$D_1 = \frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^1} \right)^2 \right] \left(m^0 - \frac{\alpha^2}{\alpha^1} m^1 \right)$$

und:

$$D_3 = \frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^1} \right)^2 \right] \left(m^1 - \frac{\alpha^2}{\alpha^1} m^0 \right)$$

Für die Produktionsmengen erhält man ($a^t > c$) (s. Appendix 4):

$$q_{21}^{0*} = \frac{D_1}{D} = \frac{\frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^1} \right)^2 \right] \left(m^0 - \frac{\alpha^2}{\alpha^1} m^1 \right)}{D} = \frac{2}{9} (a^0 - c),$$

$$q_{21}^{1*} = \frac{D_3}{D} = \frac{\frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^1} \right)^2 \right] \left(m^1 - \frac{\alpha^2}{\alpha^1} m^0 \right)}{D} = \frac{2}{9} (a^1 - c).$$

Da die beiden Duopolisten identisch sind, gilt:

$$q_{22}^{0*} = \frac{2}{9} (a^0 - c) \text{ und } q_{22}^{1*} = \frac{2}{9} (a^1 - c).$$

$(q_{21}^{0*} = q_{22}^{0*}, q_{21}^{1*} = q_{22}^{1*})$ charakterisiert das symmetrische Nash-Gleichgewicht auf der ersten Stufe des Spiels.

Die Preise \hat{p}^0 und \hat{p}^1 , die die Upstream-Duopolisten den Downstream-Duopolisten vorgeben, lassen sich wie folgt ermitteln. Die Märkte werden geräumt, wenn

$$k_{11}^{t*} + k_{12}^{t*} = q_{21}^{t*} + q_{22}^{t*} = \frac{4}{9}(a^t - c^t)$$

gilt. Setzt man in die Reaktionsfunktionen (9a) und (9b) der Downstream-Duopolisten $\frac{4}{9}(a^t - c^t)$ für $k_{11}^{t*} + k_{12}^{t*}$ ein, so erhält man für die die Märkte räumenden Preise:

$$\hat{p}^{0*} = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^0 + \frac{2}{3}c \right) + \frac{3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^1 + \frac{2}{3}c \right)$$

und

$$\hat{p}^{1*} = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^1 + \frac{2}{3}c \right) + \frac{3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^0 + \frac{2}{3}c \right).$$

Diese Preise geben die Upstream-Duopolisten als Stackelberg-Führer den Downstream-Duopolisten vor. Für die effizienten Speichermengen erhält man:

$$s_{11}^* = s_{12}^* = \frac{1}{\eta} (\hat{p}^{1*} - \hat{p}^{0*}) = \frac{1}{3} \frac{a^1 - a^0}{\eta+6}.$$

Für das teilspielperfekte Gleichgewicht der Periode τ^+ erhält man:

$$\left\{ \hat{p}^{0*} = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^0 + \frac{2}{3}c \right) + \frac{3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^1 + \frac{2}{3}c \right), \right.$$

$$\hat{p}^{1*} = \frac{\eta+3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^1 + \frac{2}{3}c \right) + \frac{3}{\eta+6} \left(\frac{1}{3}a^0 + \frac{2}{3}c \right),$$

$$k_{11}^{0*} = k_{12}^{0*} = q_{21}^{0*} = q_{22}^{0*} = \frac{2}{9}(a^0 - c),$$

$$k_{11}^{1*} = k_{12}^{1*} = q_{21}^{1*} = q_{22}^{1*} = \frac{2}{9}(a^1 - c),$$

$$s_{11}^* = s_{12}^* = \frac{1}{3} \frac{a^1 - a^0}{\eta+6} \left. \right\}.$$

Ändern sich im Zeitablauf die exogenen Variablen a^0 , a^1 , c und η nicht, so gilt das auch für alle anderen Perioden. Die markträumenden Preise \hat{p}^{0*} und \hat{p}^{1*} können im Rahmen von “long-

term contracts” zwischen den Upstream- und den Downstream-Duopolisten vereinbart werden.

Zu beachten ist dabei allerdings, dass das Zustandekommen eines solchen Kontraktes eine sehr ungleiche Machtverteilung voraussetzt. Die Upstream-Duopolisten können die ihre Gewinne maximierenden Preise diktieren und die Downstream-Duopolisten haben diese zu akzeptieren. Das ist eine gängige Vorgehensweise auch in der Literatur zu den „successive oligopolies“: „The downstream firms have no oligopsony power over the upstream sector and take the input price as given. This is a standard modelling choice in the literature on successive vertical oligopolies (...)”. (Ghosh and Morita, 2007, 543).

Der Kontrakt würde jedoch ganz anders aussehen, wenn die Marktmacht auf der Seite Nachfrager liegen würde. Beide Möglichkeiten hat H. von Stackelberg (1948, 197ff.) für „successive monopolies“ sorgfältig analysiert.

Für „successive oligopolies“ haben Gabszewicz et al. (2013) mit einem „market game à la Shapley-Shubik“ untersucht, welche Ergebnisse sich einstellen, wenn die Downstream-Oligopolisten sich den Inputpreis nicht von den Upstream-Duopolisten vorgeben lassen, sondern ihn aufgrund von Nachfragemacht mitbestimmen. Abada et al. (2013) verzichten ebenfalls darauf, einer der beiden Marktseiten die alleinige Marktmacht zuzuteilen. Indem sie „do not model the possible traders’ demand functions that can be considered, a priori, by the producers in their optimization programs“ (ebenda, 5) schließen sie die Möglichkeit aus, dass sich die Upstream-Duopolisten als Stackelberg-Führer verhalten. Sie schließen aber nicht nur diese Möglichkeit aus, sie schließen vielmehr die Existenz von Marktmacht generell aus: „...we do not assume the existence of market power in the long-term contract trade“ (ebenda, 18).

Im Folgenden werden die Auswirkungen von Speichermöglichkeiten auf die Preise, die sich auf den Upstream- und den Downstream-Märkten bilden, untersucht.

Ohne die Möglichkeit zu speichern, erhält man für die Preisforderungen der Upstream-Duopolisten:

$$\hat{p}^t = \frac{1}{3}a^t + \frac{2}{3}c^t, \quad t = 0,1.$$

Für $t = 0$ (Sommer) ergibt sich für die Preisdifferenz

$$\hat{p}^0 - \hat{p}^0 = \frac{a^1 - a^0}{\eta + 6} > 0,$$

d.h. auf den Preis ohne Speichermöglichkeiten wird für den Fall, dass Speichermöglichkeiten gegeben sind, ein Zuschlag erhoben.

Für $t = 1$ (Winter) erhält man:

$$\hat{p}^1 - \hat{p}^1 = \frac{a^0 - a^1}{\eta + 6} < 0;$$

d.h. für den Preis ohne Speichermöglichkeiten wird für den Fall, dass Speichern möglich ist, ein Anschlag gewährt⁶.

Für die Preise, die sich auf den Downstream-Märkten bilden, ergibt sich Folgendes. Ein Ergebnis der vorangegangenen Überlegungen besagt, dass die Produktionsmengen, die die Upstream-Duopolisten liefern, unabhängig davon sind, ob die Downstream-Duopolisten speichern oder nicht. Änderungen ergeben sich nur bei den Preisen, die sie fordern. Daraus folgt unmittelbar:

Speichern die Downstream-Duopolisten in der Subperiode $t = 0$ (Sommer) einen Teil der Lieferungen der Upstream-Duopolisten, so sinken die Mengen $x_{11}^{0*} + x_{12}^{0*}$, die in dieser Periode angeboten werden, was zu einem Preis führt, der höher ist, als derjenige, der sich ohne Speicherung einstellen würde.

Werden in der Subperiode $t = 1$ (Winter) die eingelagerten Gasmengen auf den Markt gebracht, so erhöht sich dadurch das Gesamtangebot, was zu einem Preis führt, der geringer ist, als derjenige, der sich ohne Speicher einstellen würde.

Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Lieferbeziehungen zwischen einem Upstream-Oligopol, dessen Mitglieder Erdgas fördern und verkaufen, und einem Downstream-Oligopol, das aus Erdgasgroßhändlern besteht und deren Mitglieder Erdgas in großem Umfang speichern können, im Rahmen eines zweistufigen Spiels untersucht. Da der Speicherung von Erdgas mithin große Bedeutung zukommt, wird analysiert, wie sich das Speichern auf die gesamte Wertschöpfungskette von den Produzenten bis zu den Endverbrauchern auswirkt. Besondere Aufmerk-

⁶ So auch Gravelle (1976, 263) in einem anderen Modell.

samkeit wird dabei den Kosten der Speicherung zuteil, da diese wegen einer speziellen Eigenschaft von Gasen eine in der Literatur kaum beachtete Besonderheit aufweisen. Darüber hinaus wird diskutiert, was die „long-term contracts“, die die Beziehungen zwischen den „successive oligopolists“ regeln, beinhalten können.

Appendix 1: Die Kosten der Speicherung

Eine Besonderheit, die sich bei der Speicherung von Erdgas in Unterspeichern ergibt, wird in der Literatur oft nicht beachtet (siehe Fußnote 5). Gase und damit natürlich auch Erdgas lassen sich im Gegensatz zu vielen anderen Produkten (Getreide, Erdöl usw.) bei der Speicherung komprimieren. Die durch Druck ermöglichte Reduktion des Volumens von Gasen ermöglicht es beispielsweise, in Kavernen ein Vielfaches ihres geometrischen Volumens einzulagern.

Die Einspeisung von Erdgas in die Unterspeicher erfolgt durch Verdichtungsanlagen (Cerbe und Lendt, 2017, 292 ff.), deren Betrieb Energiekosten verursacht. Die entsprechende Funktion der *variablen* Kosten lässt sich *näherungsweise* wie folgt ermitteln.^{7 8}

Nach dem Gesetz von Boyle-Mariotte bleibt bei einem idealen Gas und konstanter Temperatur das Produkt aus Druck p und Volumen V konstant:

$$pV = nRT = \text{const.}$$

Für zwei unterschiedliche Volumina V_1 und V_2 gilt dann:

$$p_1V_1 = nRT = p_2V_2$$

$$\text{bzw. } \frac{V_1}{V_2} = \frac{p_2}{p_1}.$$

Ist \bar{V}_1 das gegebene Ausgangsvolumen, das durch Erhöhung des gegebenen Ausgangsdruckes \bar{p}_1 verkleinert werden soll ($V_2 < \bar{V}_1$ und $p_2 > \bar{p}_1$), so kann man auch

$$p_2 = \bar{p}_1 \bar{V}_1 \frac{1}{V_2} = nRT \frac{1}{V_2}$$

schreiben. Die Variable p ist damit eine alleinige Funktion von V :

$$p(V) = nRT \frac{1}{V}.$$

Das ist die thermische Zustandsgleichung idealer Gase. Die Gleichung für die Volumenarbeit, die den Energieverbrauch angibt, lautet:

⁷ Ich danke Herrn Dr.-Ing. Jochen Gelhaus und Herrn Dipl.-Ing. Steffen Jurk für wertvolle Hinweise.

⁸ Siehe hierzu Lochner (2011, 37): „The constraints on injection and withdrawal in each time periode are a function of the current storage level as they change with the pressure inside the storage. If the storage is filled close to its capacity limit pressure inside is high. This implies that a lot of compression is needed to inject further gas into the facility; the injection rate declines (...).“

$$W(V) = - \int_{V_1}^{V_2} p(V) d(V).$$

Das Minuszeichen ist erforderlich, damit bei Kompression ($dV < 0$) die Volumenarbeit ein positives Vorzeichen aufweist. Setzt man die thermische Zustandsgleichung ein, so erhält man:

$$W(V) = -nRT \int_{V_1}^{V_2} \frac{1}{V} dV.$$

Setzt man zur Vereinfachung den Energiepreis gleich eins, so liefert die Integration die Kostenfunktion für den Energieverbrauch:

$$W(V) = -nRT(\ln V_2 - \ln V_1) = -nRT \ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right).$$

Da $\frac{V_2}{V_1} < 1$ ist, ist $\ln \left(\frac{V_2}{V_1} \right) < 0$ und damit gilt für die Kompressionsarbeit:

$$W(V) > 0.$$

Leitet man die Integralfunktion nach der oberen Grenze ab, so erhält man für die Grenzkostenfunktion:

$$\frac{dW}{dV_2} = -nRT \frac{d \ln V_2}{dV_2} = -nRT \frac{1}{V_2}.$$

Für $dV_2 < 0$, d.h. für eine Volumenverkleinerung, gilt mithin:

$$\frac{dW}{dV_2} > 0,$$

d.h. die Grenzkostenfunktion weist eine positive Steigerung auf.

Leitet man nochmals ab, so erhält man:

$$\frac{d^2W}{dV_2^2} = nRT \frac{1}{V^2}$$

und wegen $dV_2^2 > 0 \rightarrow \frac{d^2W}{dV_2^2} > 0$,

d.h. die Grenzkostenfunktion ist konvex von unten.

Beachtet man, dass die maximal zulässigen Kavernendrucke im Bereich von $p^{\max} = 200$ bar liegen (Cerbe und Lendt, 2017, 329) und die minimal erforderlichen Kavernendrucke zwischen 30 und 70 bar liegen (Cerbe und Lendt, 2017, 330) und beachtet weiterhin, dass nach

der thermischen Zustandsgleichung zu diesen Drücken entsprechende Volumina gehören, so ist der Definitionsbereich der Kostenfunktion nach oben und nach unten beschränkt.

Bei der Entnahme von Erdgas aus einem Untergrundspeicher muss der Druck in Gasentspannungsanlagen (Cerbe und Lendt, 2017, 333) reduziert werden. Dabei wird nach dem Boyle-Mariotteschen Gesetz Energie freigesetzt. Diese kann bisher jedoch in nur sehr beschränktem Umfang genutzt werden.

Appendix 2: Die Nennerdeterminante D

$$D = \begin{vmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{1}{2} & 1 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & \frac{1}{2} \\ \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} & 1 \end{vmatrix}$$

Addiert man die zweite Spalte zur ersten Spalte und die vierte Spalte zur dritten Spalte, so erhält man:

$$D = \frac{3}{2} \frac{3}{2} \begin{vmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ 1 & 1 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & \frac{1}{2} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & 1 \end{vmatrix}$$

Subtrahiert man die erste Zeile von der zweiten Zeile und die dritte Zeile von der vierten Zeile, so erhält man:

$$D = \frac{9}{4} \begin{vmatrix} 1 & \frac{1}{2} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ 0 & \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & \frac{1}{2} \\ 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & \frac{1}{2} \end{vmatrix}$$

Subtrahiert man die zweite Zeile von der ersten Zeile und die vierte Zeile von der dritten Zeile, so erhält man:

$$D = \frac{9}{4} \begin{vmatrix} 1 & 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & 1 & 0 \\ 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & \frac{1}{2} \end{vmatrix}$$

$$D = \frac{9}{4} \begin{vmatrix} \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ 0 & 1 & 0 \\ \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & \frac{1}{2} \end{vmatrix} + \frac{9 \alpha_2}{4 \alpha_1} \begin{vmatrix} 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 \\ \frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & \frac{1}{2} \end{vmatrix}$$

$$D = \frac{9}{16} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right]^2$$

Appendix 3: Die Zählerdeterminanten D_1 und D_3

$$D_1 = \begin{vmatrix} m^0 & \frac{1}{2} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^0 & 1 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^1 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 1 & \frac{1}{2} \\ m^1 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} & 1 \end{vmatrix}$$

Addiert man die vierte Spalte zur dritten Spalte, so erhält man:

$$D_1 = \begin{vmatrix} m^0 & \frac{1}{2} & \frac{3}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^0 & 1 & \frac{3}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^1 & \frac{1}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{3}{2} & \frac{1}{2} \\ m^1 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{3}{2} & 1 \end{vmatrix}$$

Subtrahiert man die erste Zeile von der zweiten Zeile und die dritte Zeile von der vierten Zeile, so erhält man:

$$D_1 = \frac{1}{2} \frac{1}{2} \begin{vmatrix} m^0 & 1 & \frac{3}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ 0 & 1 & 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^1 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & \frac{3}{2} & 1 \\ 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Subtrahiert man die zweite Zeile von der ersten Zeile und die vierte Zeile von der dritten Zeile, so erhält man:

$$D_1 = \frac{1}{4} \begin{vmatrix} m^0 & 0 & \frac{3}{2} \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 \\ 0 & 1 & 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \\ m^1 & 0 & \frac{3}{2} & 0 \\ 0 & \frac{\alpha_2}{\alpha_1} & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

und daraus:

$$D_1 = \frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right] \left(m^0 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} m^1 \right)$$

und analog:

$$D_3 = \frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right] \left(m^1 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} m^0 \right)$$

Appendix 4: Produktionsmengen q_{21}^{0*} und q_{21}^{1*}

$$q_{21}^{0*} = \frac{D_1}{D} = \frac{\frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right] \left(m^0 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} m^1 \right)}{\frac{9}{16} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right]^2}$$

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{3} \frac{m^0 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} m^1}{1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2}.$$

Mit:

$$m^0 = \frac{1}{3} \left(a^0 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} a^1 - \frac{1}{\alpha_1} c^0 \right)$$

und:

$$m^1 = \frac{1}{3} \left(a^1 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} a^0 - \frac{1}{\alpha_1} c^1 \right)$$

erhält man für $c^0 = c^1 = c$:

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} \frac{a^0 \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right] - \frac{c}{\alpha_1} \left(1 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)}{1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2}$$

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} \left(a^0 - \frac{c}{\alpha_1} \frac{\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_1}}{\frac{\alpha_1^2 - \alpha_2^2}{\alpha_1^2}} \right)$$

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} \left(a^0 - c \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_1^2 - \alpha_2^2} \right).$$

Beachtet man:

$$\alpha_1 = \frac{\eta + 3}{\eta + 6} \text{ und } \alpha_2 = \frac{3}{\eta + 6} \text{ sowie } \alpha_1 + \alpha_2 = 1$$

so erhält man:

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} \left(a^0 - c \frac{\frac{\eta+3}{\eta+6} - \frac{3}{\eta+6}}{\frac{(\eta+3)^2}{(\eta+6)^2} - \frac{3^2}{(\eta+6)^2}} \right)$$

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} \left(a^0 - c \frac{\eta+6}{\eta+6} \right)$$

$$q_{21}^{0*} = \frac{2}{9} (a^0 - c)$$

und analog:

$$q_{21}^{1*} = \frac{2}{9} \frac{\frac{3}{8} \left[1 - \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)^2 \right] \left(m^1 - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} m^0 \right)}{D}$$

$$q_{21}^{1*} = \frac{2}{9} (a^1 - c).$$

Mithin ergibt sich:

$$q_{21}^{1*} > q_{21}^{0*}$$

Literatur

- Abada, I., Gabriel, S., Briat, V., Massol, O. (2013). A Generalized Nash-Cournot Model for the Northwestern European Natural Gas Markets with a Fuel Substitution Demand Function: The GaMMES Model. *Network and Spatial Economics* 13, 1 – 42.
- Abiru, M., Nahata, B., Raychaudhuri, S., Waterson, M. (1998). Equilibrium structures in vertical oligopoly. *Journal of Economic Behavior & Organization* 37, 463 – 480.
- Baranes, E., Mirabel, F., Poudou, J.-Chr. (2014). Access to natural gas storage facilities: Strategic and regulation issues. *Energy Economics* 41, 19 – 32.
- Boots, M.G., Rijkers, F.A.M., Hobbs, B.F. (2004). Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach. *The Energy Journal* 25, 73 – 102.
- Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt, 29.05.2019, Monitoringbericht 2018.
- Bundesnetzagentur/ Bundeskartellamt, 27.11.2019, Monitoringbericht 2019.
- Cerbe, G., Lendt, B. (2017). *Grundlagen der Gastechnik*, 8., vollständig überarbeitete Auflage, Carl Hauser Verlag München.
- Chaton, C., Creti, A., Villeneuve, B. (2008). Some economics of seasonal gas storage. *Energy Policy* 36, 4235 – 4246.
- Cremer, H., Gasmi, F., Laffont, J.-J. (2003). Access to Pipelines in Competitive Markets. *Journal of Regulatory Economics* 24, 5 – 33.
- Gabszewicz, J., Laussel, D., Ypersele, T.V., Zanay, S. (2013). Market Games in Successive Oligopolies. *Journal of Public Economic Theory*, 15 (3), 397 – 410.
- Ghosh, A., Morita, H. (2007). Free entry and social efficiency under vertical oligopoly. *RAND Journal of Economics* 38, 541 – 554.
- Gibbons, R. (1992). *A Primer in Game Theory*.
- Gravelle, H., S., E. (1976). The Peak Load Problem with Feasible Storage. *The Economic Journal* 86, 256 – 277.
- Greenhut, M. L., Ohta, H. (1979). Vertical Integration and Successive Oligopolists. *The American Economic Review* 69, 137 – 141.

- Holz, F., v. Hirschhausen, Chr., Kempfert, C. (2008). A strategic model of European gas supply (GASMOD). *Energy Economics* 30, 766 – 788.
- Lochner, S. (2011). *The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments – Theory and Model-based Analysis for Europe*, Köln.
- Richtlinie 2009/ 73/ EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/ 55/ EG.
- Stackelberg, H. v. (1948). *Grundlagen der theoretischen Volkswirtschaftslehre*, 2. Auflage, Francke Verlag, Bern.
- Talus, K. (2014). United States natural gas markets, contracts and risks: What lessons for the European Union and Asia-Pacific natural gas markets? *Energy Policy* 74, 28 – 34.
- Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

Die Diskussionspapiere ab Nr. 403 (2007) bis heute, können Sie im Internet unter <http://www.fernuni-hagen.de/wirtschaftswissenschaft/forschung/beitraege.shtml> einsehen und zum Teil downloaden.

Ältere Diskussionspapiere selber erhalten Sie nur in den Bibliotheken.

Nr	Jahr	Titel	Autor/en
420	2008	Stockkeeping and controlling under game theoretic aspects	Fandel, Günter Trockel, Jan
421	2008	On Overdissipation of Rents in Contests with Endogenous Intrinsic Motivation	Schlepütz, Volker
422	2008	Maximum Entropy Inference for Mixed Continuous-Discrete Variables	Singer, Hermann
423	2008	Eine Heuristik für das mehrdimensionale Bin Packing Problem	Mack, Daniel Bortfeldt, Andreas
424	2008	Expected A Posteriori Estimation in Financial Applications	Mazzoni, Thomas
425	2008	A Genetic Algorithm for the Two-Dimensional Knapsack Problem with Rectangular Pieces	Bortfeldt, Andreas Winter, Tobias
426	2008	A Tree Search Algorithm for Solving the Container Loading Problem	Fanslau, Tobias Bortfeldt, Andreas
427	2008	Dynamic Effects of Offshoring	Stijepic, Denis Wagner, Helmut
428	2008	Der Einfluss von Kostenabweichungen auf das Nash-Gleichgewicht in einem nicht-kooperativen Disponenten-Controller-Spiel	Fandel, Günter Trockel, Jan
429	2008	Fast Analytic Option Valuation with GARCH	Mazzoni, Thomas
430	2008	Conditional Gauss-Hermite Filtering with Application to Volatility Estimation	Singer, Hermann
431	2008	Web 2.0 auf dem Prüfstand: Zur Bewertung von Internet-Unternehmen	Christian Maaß Gotthard Pietsch
432	2008	Zentralbank-Kommunikation und Finanzstabilität – Eine Bestandsaufnahme	Knütter, Rolf Mohr, Benjamin
433	2008	Globalization and Asset Prices: Which Trade-Offs Do Central Banks Face in Small Open Economies?	Knütter, Rolf Wagner, Helmut
434	2008	International Policy Coordination and Simple Monetary Policy Rules	Berger, Wolfram Wagner, Helmut
435	2009	Matchingprozesse auf beruflichen Teilarbeitsmärkten	Stops, Michael Mazzoni, Thomas
436	2009	Wayfindingprozesse in Parksituationen - eine empirische Analyse	Fließ, Sabine Tetzner, Stefan
437	2009	ENTROPY-DRIVEN PORTFOLIO SELECTION a downside and upside risk framework	Rödter, Wilhelm Gartner, Ivan Ricardo Rudolph, Sandra
438	2009	Consulting Incentives in Contests	Schlepütz, Volker

439	2009	A Genetic Algorithm for a Bi-Objective Winner-Determination Problem in a Transportation-Procurement Auction"	Buer, Tobias Pankratz, Giselher
440	2009	Parallel greedy algorithms for packing unequal spheres into a cuboidal strip or a cuboid	Kubach, Timo Bortfeldt, Andreas Tilli, Thomas Gehring, Hermann
441	2009	SEM modeling with singular moment matrices Part I: ML-Estimation of time series	Singer, Hermann
442	2009	SEM modeling with singular moment matrices Part II: ML-Estimation of sampled stochastic differential equations	Singer, Hermann
443	2009	Konsensuale Effizienzbewertung und -verbesserung – Untersuchungen mittels der Data Envelopment Analysis (DEA)	Rödder, Wilhelm Reucher, Elmar
444	2009	Legal Uncertainty – Is Harmonization of Law the Right Answer? A Short Overview	Wagner, Helmut
445	2009	Fast Continuous-Discrete DAF-Filters	Mazzoni, Thomas
446	2010	Quantitative Evaluierung von Multi-Level Marketingsystemen	Lorenz, Marina Mazzoni, Thomas
447	2010	Quasi-Continuous Maximum Entropy Distribution Approximation with Kernel Density	Mazzoni, Thomas Reucher, Elmar
448	2010	Solving a Bi-Objective Winner Determination Problem in a Transportation Procurement Auction	Buer, Tobias Pankratz, Giselher
449	2010	Are Short Term Stock Asset Returns Predictable? An Extended Empirical Analysis	Mazzoni, Thomas
450	2010	Europäische Gesundheitssysteme im Vergleich – Effizienzmessungen von Akutkrankenhäusern mit DEA –	Reucher, Elmar Sartorius, Frank
451	2010	Patterns in Object-Oriented Analysis	Blaimer, Nicolas Bortfeldt, Andreas Pankratz, Giselher
452	2010	The Kuznets-Kaldor-Puzzle and Neutral Cross-Capital-Intensity Structural Change	Stijepic, Denis Wagner, Helmut
453	2010	Monetary Policy and Boom-Bust Cycles: The Role of Communication	Knütter, Rolf Wagner, Helmut
454	2010	Konsensuale Effizienzbewertung und –verbesserung mittels DEA – Output- vs. Inputorientierung –	Reucher, Elmar Rödder, Wilhelm
455	2010	Consistent Modeling of Risk Averse Behavior with Spectral Risk Measures	Wächter, Hans Peter Mazzoni, Thomas

456	2010	Der virtuelle Peer – Eine Anwendung der DEA zur konsensualen Effizienz- bewertung –	Reucher, Elmar
457	2010	A two-stage packing procedure for a Portuguese trading company	Moura, Ana Bortfeldt, Andreas
458	2010	A tree search algorithm for solving the multi-dimensional strip packing problem with guillotine cutting constraint	Bortfeldt, Andreas Jungmann, Sabine
459	2010	Equity and Efficiency in Regional Public Good Supply with Imperfect Labour Mobility – Horizontal versus Vertical Equalization	Arnold, Volker
460	2010	A hybrid algorithm for the capacitated vehicle routing problem with three-dimensional loading constraints	Bortfeldt, Andreas
461	2010	A tree search procedure for the container relocation problem	Forster, Florian Bortfeldt, Andreas
462	2011	Advanced X-Efficiencies for CCR- and BCC-Modell – Towards Peer-based DEA Controlling	Rödder, Wilhelm Reucher, Elmar
463	2011	The Effects of Central Bank Communication on Financial Stability: A Systematization of the Empirical Evidence	Knütter, Rolf Mohr, Benjamin Wagner, Helmut
464	2011	Lösungskonzepte zur Allokation von Kooperationsvorteilen in der kooperativen Transportdisposition	Strangmeier, Reinhard Fiedler, Matthias
465	2011	Grenzen einer Legitimation staatlicher Maßnahmen gegenüber Kreditinstituten zur Verhinderung von Banken- und Wirtschaftskrisen	Merbecks, Ute
466	2011	Controlling im Stadtmarketing – Eine Analyse des Hagener Schaufensterwettbewerbs 2010	Fließ, Sabine Bauer, Katharina
467	2011	A Structural Approach to Financial Stability: On the Beneficial Role of Regulatory Governance	Mohr, Benjamin Wagner, Helmut
468	2011	Data Envelopment Analysis - Skalenerträge und Kreuzskalenerträge	Wilhelm Rödder Andreas Dellnitz
469	2011	Controlling organisatorischer Entscheidungen: Konzeptionelle Überlegungen	Lindner, Florian Scherer, Ewald
470	2011	Orientierung in Dienstleistungsumgebungen – eine explorative Studie am Beispiel des Flughafens Frankfurt am Main	Fließ, Sabine Colaci, Antje Nesper, Jens

471	2011	Inequality aversion, income skewness and the theory of the welfare state	Weinreich, Daniel
472	2011	A tree search procedure for the container retrieval problem	Forster, Florian Bortfeldt, Andreas
473	2011	A Functional Approach to Pricing Complex Barrier Options	Mazzoni, Thomas
474	2011	Bologna-Prozess und neues Steuerungsmodell – auf Konfrontationskurs mit universitären Identitäten	Jost, Tobias Scher, Ewald
475	2011	A reduction approach for solving the rectangle packing area minimization problem	Bortfeldt, Andreas
476	2011	Trade and Unemployment with Heterogeneous Firms: How Good Jobs Are Lost	Altenburg, Lutz
477	2012	Structural Change Patterns and Development: China in Comparison	Wagner, Helmut
478	2012	Demografische Risiken – Herausforderungen für das finanzwirtschaftliche Risikomanagement im Rahmen der betrieblichen Altersversorgung	Merbecks, Ute
479	2012	“It’s all in the Mix!” – Internalizing Externalities with R&D Subsidies and Environmental Liability	Endres, Alfred Friehe, Tim Rundshagen, Bianca
480	2012	Ökonomische Interpretationen der Skalenvariablen u in der DEA	Dellnitz, Andreas Kleine, Andreas Rödler, Wilhelm
481	2012	Entropiebasierte Analyse von Interaktionen in Sozialen Netzwerken	Rödler, Wilhelm Brenner, Dominic Kulmann, Friedhelm
482	2013	Central Bank Independence and Financial Stability: A Tale of Perfect Harmony?	Berger, Wolfram Kißner, Friedrich
483	2013	Energy generation with Directed Technical Change	Kollenbach, Gilbert
484	2013	Monetary Policy and Asset Prices: When Cleaning Up Hits the Zero Lower Bound	Berger, Wolfram Kißner, Friedrich
485	2013	Superknoten in Sozialen Netzwerken – eine entropieoptimale Analyse	Brenner, Dominic, Rödler, Wilhelm, Kulmann, Friedhelm
486	2013	Stimmigkeit von Situation, Organisation und Person: Gestaltungsüberlegungen auf Basis des Informationsverarbeitungsansatzes	Julmi, Christian Lindner, Florian Scher, Ewald
487	2014	Incentives for Advanced Abatement Technology Under National and International Permit Trading	Endres, Alfred Rundshagen, Bianca
488	2014	Dynamische Effizienzbewertung öffentlicher Dreispartentheater mit der Data Envelopment Analysis	Kleine, Andreas Hoffmann, Steffen

489	2015	Konsensuale Peer-Wahl in der DEA -- Effizienz vs. Skalenertrag	Dellnitz, Andreas Reucher, Elmar
490	2015	Makroprudenzielle Regulierung – eine kurze Einführung und ein Überblick	Velauthapillai, Jeyakrishna
491	2015	SEM modeling with singular moment matrices Part III: GLS estimation	Singer, Hermann
492	2015	Die steuerliche Berücksichtigung von Aufwendungen für ein Studium – Eine Darstellung unter besonderer Berücksichtigung des Hörerstatus	Meyering, Stephan Portheine, Kea
493	2016	Ungewissheit versus Unsicherheit in Sozialen Netzwerken	Röder, Wilhelm Dellnitz, Andreas Gartner, Ivan
494	2016	Investments in supplier-specific economies of scope with two different services and different supplier characters: two specialists	Fandel, Günter Trockel, Jan
495	2016	An application of the put-call-parity to variance reduced Monte-Carlo option pricing	Müller, Armin
496	2016	A joint application of the put-call-parity and importance sampling to variance reduced option pricing	Müller, Armin
497	2016	Simulated Maximum Likelihood for Continuous-Discrete State Space Models using Langevin Importance Sampling	Singer, Hermann
498	2016	A Theory of Affective Communication	Julmi, Christian
499	2016	Approximations of option price elasticities for importance sampling	Müller, Armin
500	2016	Variance reduced Value at Risk Monte-Carlo simulations	Müller, Armin
501	2016	Maximum Likelihood Estimation of Continuous-Discrete State-Space Models: Langevin Path Sampling vs. Numerical Integration	Singer, Hermann
502	2016	Measuring the domain-specificity of creativity	Julmi, Christian Scherer, Ewald
503	2017	Bipartite Strukturen in Sozialen Netzen – klassische versus MaxEnt-Analysen	Röder, Wilhelm Dellnitz, Andreas Kulmann, Friedhelm Litzinger, Sebastian Reucher, Elmar
504	2017	Langevin and Kalman Importance Sampling for Nonlinear Continuous-Discrete State Space Models	Singer, Hermann
505	2017	Horizontal versus vertical fiscal Equalization	Anetsberger, Georg Arnold, Volker
506	2017	Formative and Reflective Measurement Models	Singer, Hermann
507	2017	Identifizierung von führenden Köpfen in terroristischen Netzwerken – ein entropiebasiertes Verfahren –	Dellnitz, Andreas Litzinger, Sebastian Röder, Wilhelm
508	2017	Die Bedeutung der steuerlichen Norm § 5 Abs. 2 EStG für die handelsrechtliche Rechnungslegung	Meyering, Stephan
509	2018	Ein erweitertes Effizienzmaß für DMUs im BCC-Modell – eine ökonomiegerechte DEA-Anpassung –	Röder, Wilhelm Dellnitz, Andreas Litzinger, Sebastian

510	2018	A concise proof of Gaussian smoothing	Singer, Hermann
511	2018	Empirical evidence on the topological properties of structural paths and some notes on its theoretical explanation	Stijepic, Denis
512	2018	On the predictability of economic structural change by the Poincaré-Bendixson theory	Stijepic, Denis
513	2018	On development paths minimizing the aggregate labor-reallocation costs in the three-sector framework and an application to structural policy	Stijepic, Denis
514	2018	Models of Continuous Dynamics on the 2-Simplex and Applications in Economics	Stijepic, Denis
515	2018	A Note on the Ideological Content of Modern Economic Dynamics Models and Ideology-Reducing Meta-Modeling	Stijepic, Denis
516	2018	Logistik für Versand von Studienmaterialien der FernUniversität in Hagen – Optimierte Bereitstellung bei der Kommissionierung	Brenner, Dominic Gädeke, Andre Kulmann, Friedhelm Kleine, Andreas
517	2019	Zur Quantifizierung von Macht und Machtallianzen – ein struktureller Ansatz in sozialen Netzwerken –	Dellnitz, Andreas Rödder, Wilhelm
518	2019	Kolmogorov Backward Equations with Singular Diffusion Matrices	Singer, Hermann
519	2020	Finite-Sample Properties of GARCH Models in the Presence of Time-Varying Unconditional Variance. A Simulation Study	Old, Oliver
520	2020	Der EU-Erdgasmarkt: Bilaterale Oligopole und Speichermöglichkeiten	Arnold, Volker