

# EIN (HYPOTHETISCHER) DEUTSCHER SHALE-GAS-BOOM ALS RETTER DER DEUTSCHEN GASKRAFTWERKE?

**Andreas Seeliger**

Hochschule Niederrhein, Reinarzstr. 49, 47805 Krefeld, Deutschland,  
Tel.: +4921518226664, E-Mail: andreas.seeliger@hs-niederrhein.de

**Kurzfassung:** Erdgaskraftwerke sind aktuell in Deutschland aufgrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit in ihrer Existenz bedroht, während eine deutliche Zunahme der Schiefergasförderung (Shale Gas) in den USA einen Boom bei der Erdgasverstromung ausgelöst hat. Modellrechnungen zeigen, dass bei einem Einstieg Deutschlands in die Schiefergasförderung keine derartigen Effekte zu erreichen wären.

**Keywords:** Schiefergas (Shale Gas), Erdgasförderung, Merit Order, Gaskraftwerke

## 1 Gaskraftwerke in Deutschland – vom Hoffnungsträger zum Auslaufmodell?

### 1.1 Hintergrund

Erdgaskraftwerken wird in der energiepolitischen Diskussion häufig eine wichtige Rolle in der Transformation der Elektrizitätsmärkte von einer schwerpunktmäßig fossilen zu einer überwiegend erneuerbaren Erzeugung zugesprochen. Neben den deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu Erdöl, Braun- und Steinkohle ist vor allem der flexible Einsatz von Gaskraftwerken besonders gut geeignet, die durch die Erneuerbaren hervorgerufene Fluktuation der Angebotsseite zu stabilisieren.

Die Realität sieht hingegen dramatisch aus. Modernste Gaskraftwerke mit sehr hohen Wirkungsgraden werden bereits kurz nach der Inbetriebnahme wieder stillgelegt, während Kohlekraftwerke trotz der propagierten Energiewende und der angestrebten Dekarbonisierung wieder deutlich an Bedeutung gewonnen haben. Im Rahmen dieses Beitrags soll der ökonomische Rahmen der deutschen Gaskraftwerke analysiert und mit einer Ausweitung der einheimischen Erdgasförderung eine mögliche Lösung der aktuellen Problematik diskutiert werden.

### 1.2 Rückblick 2005: Ambitionierte Ausbaupläne

Erdgas stellte in Deutschland historisch gewachsen einen im Vergleich zu anderen Ländern nur geringen Anteil an der Stromerzeugung. Der Anteil (alle Werte für 2005) von 11% lag nicht nur merklich unter dem traditioneller Erdgasföndernationen wie Großbritannien (39%) oder den Niederlanden (58%) sondern auch anderer Importnationen wie Belgien (26%) oder Italien

(49%).<sup>1</sup> Hauptursache dieser Entwicklung war v.a. die jahrzehntelange Steinkohlesubvention, die günstigen Braunkohlevorkommen und der (damals noch staatlich gewünschte) Ausbau der Kernenergie in den 1970/1980er Jahren.

Seit der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte war nunmehr auch in Deutschland eine Zunahme der Gaskraftwerksprojekte zu beobachten. Dies betraf nicht nur die Pläne der ehemaligen Gebietsmonopolisten RWE (z.B. Lingen) und E.ON (bspw. Irsching), sondern auch eine Vielzahl kleinerer oder neuer Marktteilnehmer (u.a. Trianel, Mark-E, Südweststrom). Auch neue ausländische Marktteilnehmer, wie bspw. Statkraft, planten umfangreich in den deutschen Erzeugungsmarkt einzusteigen. Die Vorteile dieses Neubaubooms wurden allgemein nicht nur in der gegenüber Kohle deutlich besseren Umweltbilanz gesehen, sondern es wurde auch von deutlichen Verbesserungen der Wettbewerbssituation ausgegangen.<sup>2</sup>

Entsprechend sollte den meisten im Zeitraum um 2005 herum erschienen Prognosen zufolge der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung deutlich zulegen.<sup>3</sup>

### 1.3 Status Quo 2015: Stilllegungen und rückgängiger Verbrauch

Die hohen Erwartungen der frühen 2000er Jahre konnten in keinerlei Hinsicht erfüllt werden. Zwar wurden viele der projektierten Kraftwerke auch tatsächlich realisiert, der energiewirtschaftliche Rahmen hat sich jedoch seitdem drastisch gewandelt. Besonders fatal aus Sicht der Gaskraftwerke ist der durch den starken Erneuerbaren-Ausbau verursachte starke Preisverfall an der Strombörse EEX. Dieser macht einen wirtschaftlichen Einsatz von Erdgas nahezu unmöglich bzw. reduziert die Einsatzstunden auf deutlich weniger als in den Investitionskalkulationen geplant. Bereits eine einfache Überschlagsrechnung mit Durchschnittspreisen für 2015 (EEX NCG Day Ahead Januar-November) verdeutlicht das Dilemma: die Erdgaspreise sind mit ca. 20 €/MWh höher als 2005 (TTF Day Ahead: ca. 16 €/MWh), während die Strompreise (EEX/EPEX Day Ahead Peak) von ca. 56 €/MWh (2005) auf 35 €/MWh (Januar bis November 2015) gesunken sind. Bei solchen Rahmenbedingungen kann selbst ein hocheffizientes GuD-Kraftwerk kaum einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.

Da sich im selben Zeitraum auch der CO<sub>2</sub>-Preis schwächer entwickelte (aktuell rund 8 €/t (EEX Carbon Future 2015, Januar-November 2015)) als ursprünglich erwartet, ist der Wettbewerber Kohle auch weniger beeinträchtigt als eigentlich durch den Treibhausgashandel beabsichtigt.<sup>4</sup>

---

<sup>1</sup> Siehe IEA (2012), Part IV, S. 181, 323, 421, 505 und 701.

<sup>2</sup> Lohmann (2006), S. 166, fasst den damaligen Entwicklungsstand übersichtlich zusammen.

<sup>3</sup> Bspw. sah die Referenzprognose des Bundeswirtschaftsministeriums aus dem Jahr 2005 einen Anstieg von damals 11% Anteil an der Stromerzeugung auf 18% in 2015 und 33% in 2030 vor. Siehe EW/Prognos (2005), S. 304. Auch IEA (2007), S. 120, prognostizierte einen vergleichbaren Wachstumspfad.

<sup>4</sup> Die in den frühen 2000er Jahren prognostizierten CO<sub>2</sub>-Preise variierten relativ stark zwischen 2 und 45 €/t, wobei die meisten Nennungen im Bereich 10 bis 25 €/t lagen. ECN (2005), S. 23, gibt einen Überblick über zahlreiche Prognosen.

Als Konsequenz wurden in den letzten Jahren bereits erste Erdgaskraftwerke stillgelegt. Dies betraf jedoch nicht nur ältere Anlagen mit eher geringen Wirkungsgraden sondern auch einige der neu installierten Kraftwerke. Besonders medienwirksam wurde dies von E.ON im Falle Irsching 4 und 5 inszeniert. Die beiden Kraftwerke (zusammen ca. 1.400 MW Leistung) gehören den modernsten und effizientesten Erdgaskraftwerke der Welt (Wirkungsgrad >60%), kamen jedoch in 2014 aufgrund der Marktsituation in keiner einzigen Stunde zum Einsatz. Daher beschloss E.ON, gemeinsam mit den kommunalen Miteigentümern, für beide Kraftwerke nach nur 5 Jahren Betriebszeit die Stilllegung bei der Bundesnetzagentur.<sup>5</sup>

Auch die anderen Sektoren konnten nicht zu einer Steigerung des Erdgaseinsatzes in Deutschland beitragen. Der Industrieabsatz stagnierte (was angesichts der zwischenzeitlichen Konjunkturkrise gar kein schlechtes Ergebnis war), während im Haushaltsbereich der Absatz sogar zurückging. Hier machten sich neben einigen milden Wintern v.a. der rückläufige Trend bei Brennwertthermen im Neubaubereich sowie die politisch forcierte Wärmedämmung bemerkbar. Da ansonsten Innovationen im Erdgasbereich ausblieben, reduzierte sich der Erdgasverbrauch bis 2014 auf ca. 84 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Dies bedeutet gegenüber 2005 einen Rückgang um ca. 18 Mrd. m<sup>3</sup>/a, was v.a. im Vergleich zu den ambitionierten Prognosen vergangener Zeiten eine hochdramatische Situation für die gesamte Erdgaswirtschaft darstellt.<sup>6</sup>

Dieser Zustand kann nicht nur aus Sicht der Erdgaswirtschaft unbefriedigend sein. Auch die Politik sollte ein Interesse am Wiederbeleben der Erdgaskraftwerke haben. Zum einen benötigt die zunehmend auf hochvolatile und schlecht prognostizierbare Erneuerbare aufbauende Stromwirtschaft eine flexible Absicherung. Und zum anderen sind die ambitionierten Klimaschutzziele der Bundesrepublik mit dem wieder vermehrten Einsatz der Braunkohle im Zuge der „Energiewende“ unvereinbar.

## **2 Die „Shale-Gas-Revolution“ in den USA – Konsequenzen für Gaskraftwerke und Klimaschutz**

Die US-amerikanische Erdgaswirtschaft schien zu Beginn der 2000er Jahre auf einem vorgezeichneten Weg zu sein. Seit Jahrzehnten befand sich die konventionelle einheimische Förderung in einem Abwärtstrend. Seit den 1990er Jahren wurde dies zwar durch eine zunehmende Förderung aus nicht-konventionellen Vorkommen (v.a. aus dichten Gesteinen, sogenanntes Tight Gas) wieder weitestgehend ausgeglichen. Da im Gegenzug eine deutliche Zunahme des Erdgasverbrauchs prognostiziert wurde, schien eine Zunahme der Importabhängigkeit unausweichlich. Auch Preissteigerungen wurden vorhergesagt, da die USA um die neuen Importmengen mit anderen Importregionen der Welt (v.a. EU und Japan) konkurrieren musste. Somit konnte erwartet werden, dass sich die höheren (v.a.

---

<sup>5</sup> Siehe E.ON (2015).

<sup>6</sup> Das dramatischste Bild dieser Krise stellt das aus historischer Betrachtung heraus nahezu unvorstellbare Ende der Ruhrgas im Jahr 2013 dar. Siehe Energiate (2013). Eine Übersicht der Verbrauchsentwicklung gibt BDEW (2015a). Angaben in TWh wurden mit einem durchschnittlichen Brennwert von 9,8 kWh/m<sup>3</sup> umgerechnet.

ölpreisindizierten) Preise in Europa und Asien zumindest teilweise auf die wettbewerblich gebildeten Preise in den USA übertragen sollten.<sup>7</sup>

Auch die Prognosen für die USA lagen deutlich daneben, allerdings in anderen Ausprägungen als für Deutschland. Bedingt durch die sogenannte „Shale-Gas<sup>8</sup>-Revolution“<sup>9</sup> erhöhte sich die einheimische Erdgasproduktion von 2005 bis 2014 von 536 auf 774 Mrd. m<sup>3</sup>/a (darunter ca. 40% Schiefergas).<sup>10</sup> Im Gegenzug fielen auch die Großhandelspreise, so dass Sie in 2014 mit 4,35 \$/MMBtu nur noch rund die Hälfte der Preise vor einem Jahrzehnt (2005: 8,79 \$/MMBtu) betragen. Unter Industriestandortgesichtspunkten ist zudem besonders interessant, dass die US-Gaspreise in 2014 ebenfalls nur gut die Hälfte der Gaspreise in Deutschland (9,11 \$/MMBtu) ausmachten.<sup>11</sup>

Als Konsequenz der langanhaltenden niedrigen Preise und verbesserten Versorgungslage setzte in den USA ein starker Anstieg der Gasverstromung ein. Innerhalb eines Jahrzehnts (2005 bis 2014) erhöhte sich der Gaseinsatz in Kraftwerken von ca. 165 auf ca. 230 Mrd. m<sup>3</sup>/a.<sup>12</sup>

Eine weitere wichtige Folge der Schiefergasförderung ist ebenfalls v.a. im Vergleich mit Deutschland interessant. Den USA ist es im Gegensatz zum Land der Energiewende gelungen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den letzten Jahren merklich zu senken. So fielen die CO<sub>2</sub>-Emissionen des amerikanischen Kraftwerkssektors von ca. 2.400t Mitte der 2000er Jahre auf

---

<sup>7</sup> Vgl. bspw. EIA (2005), S. 96 und 139 sowie Müsgens/Seeliger (2013), S. 20.

<sup>8</sup> Shale Gas bzw. Schiefergas ist Erdgas, das in dichtem Tongestein gebunden ist. Im Gegensatz zu konventionellem Erdgas erfordert es zusätzliche technische Maßnahmen, um das Erdgas fördern zu können. Hierbei sind in der Regel unterirdische Sprengungen („Fracking“) und das Einpressen eines Wasser-Sand-Chemikalien-Gemischs („Frac Fluid“) notwendig. Die führt zu höheren Produktionskosten und kann mit negativen Umwelteffekten, bspw. Grundwasserverunreinigungen verbunden sein. Siehe IEA (2013), S. 176ff.

<sup>9</sup> Hintergründe, Verlauf und Auswirkungen dieses Prozesses auf die amerikanische Volkswirtschaft sind bspw. bei Müsgens/Seeliger (2013) oder Wang/Krupnick (2015) beschrieben.

<sup>10</sup> Aktuelles Datenmaterial zu Fördermengen sowie umfangreiche Informationen rund um die Erdgaswirtschaft in den USA finden sich bei der Energy Information Agency ([www.eia.gov/naturalgas/](http://www.eia.gov/naturalgas/)).

<sup>11</sup> Vgl. BP (2015), S. 27. Die Preise in 2015 (Januar bis November) liegen mit 2,68 \$/MMBtu noch einmal merklich unter den Vorjahreswerten (für Preisreihen siehe [www.eia.gov/naturalgas/](http://www.eia.gov/naturalgas/)). Dies entspricht bei aktuellen Wechselkursen (ca. 1,1 \$/€) rund 8 €/MWh.

<sup>12</sup> Dies war jedoch keine Trendumkehr, sondern „nur“ eine Verstärkung des Wachstums, da bereits im Jahrzehnt davor ein starker Anstieg um ca. 50 Mrd. m<sup>3</sup>/a zu beobachten war. Siehe [www.eia.gov/naturalgas/](http://www.eia.gov/naturalgas/).

aktuell rund 2.000t. Die derzeitige klimapolitische Strategie der USA sieht zudem weitere Senkungen vor.<sup>13</sup>

### 3 Ein hypothetischer „Shale-Gas-Boom“ in Deutschland

#### 3.1 Analyserahmen

Im Folgenden soll modellgestützt simuliert werden, welche Auswirkungen ein Einstieg Deutschlands in die Schiefergasförderung auf Erdgasangebotssituation haben könnte. Hintergrund dieses Gedankenspiels ist die mögliche Wirkungskette:

1. Ausweitung der heimischen Produktion
2. Verdrängung von Importen
3. Senkung der Angebotskosten
4. Senkung der Erdgaspreise
5. Zunahme Wettbewerbsfähigkeit Gaskraftwerke
6. Höhere Laufzeiten Gaskraftwerke und (bei Verdrängung von Kohlekraftwerken) Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Analyse erfolgt dabei mit Hilfe des Erdgasangebotsmodells MAGELAN. Dieses stellt ein lineares Optimierungsmodell dar, bei dem die Angebotskosten der weltweiten Erdgasversorgung minimiert werden. Das Modell hat umfassende Ressourceninformationen (bspw. Reserven, Ressourcen, Investitionskosten, Produktionskosten, bestehende Kapazitäten) als Inputparameter und errechnet bspw. Produktionsmengen, Import-/Export-Ströme und (langfristige) Grenzkosten des Erdgasangebots auf Länderebene. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Grundstruktur des Modells.<sup>14</sup>

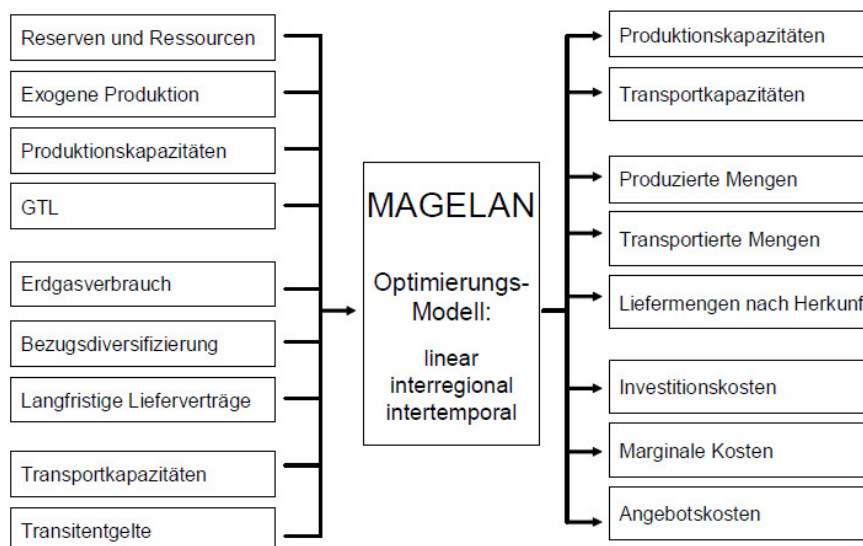


Abbildung 1: Modellstruktur MAGELAN (Quelle: Seeliger (2006), S. 32)

---

<sup>13</sup> Vgl. EIA (2015a).

<sup>14</sup> Für eine umfassende Modellbeschreibung siehe Seeliger (2006), S. 27ff.

Im Rahmen dieses Beitrags ist keine eigene Optimierung vorgesehen, vielmehr soll mit Hilfe der modellierten Angebotskosten eine Angebotskurve für Deutschland auf Basis aktueller Lieferströme konstruiert werden (ein eigenständiger Modelllauf würde auch die Liefermengen frei optimieren). Die so ermittelte Angebotskurve wird anschließend um eine (hypothetische) deutsche Schiefergasförderung ergänzt (Schritt 1 der zuvor beschriebenen Wirkungskette). Aus einem Vergleich beider Kurven lassen sich Rückschlüsse über die Wirkungen auf die Angebotskosten schließen (Schritte 2 (Verdrängung Importe) und 3 (Senkung Angebotskosten)). Sind diese Auswirkungen merklich, können positive Folgen für den deutschen Gaskraftwerkseinsatz diskutiert werden. Lassen sich bereits an dieser Stelle keine Veränderungen feststellen, entfallen die weiteren Schritte 4 bis 6 der Wirkungskette, positive Effekte würden somit ausbleiben.

### 3.2 Herleitung einer Angebotskurve des deutschen Gasmarkts

Die Mengenangaben basieren auf den letzten aktuell verfügbaren Jahreswerten (2014) für Deutschland.<sup>15</sup> Das Gasaufkommen betrug in 2014 insgesamt 106,2 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Der einheimische Verbrauch belief sich auf 83,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a, die restlichen Mengen wurden exportiert (22,8 Mrd. m<sup>3</sup>/a). Mit Hinblick auf die Herkunft dieses Aufkommens stammten die größten Anteile aus Russland (38%), Niederlande (26%) und Norwegen (22%), ergänzt um kleinere Mengen aus weiteren Ländern (4%), v.a. Dänemark. Aus einheimischer Förderung stammten in 2014 nur noch 10%. Bei der Modellierung der Merit Order wird das gesamte Aufkommen, also nicht nur der einheimische Verbrauch, verwendet. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die (Re-)Exporte der deutschen Ferngasgesellschaften aus denselben Quellen bzw. Vertragsportfolio gespeist werden wie der einheimische Absatz und eine Trennung somit nicht möglich ist. Zudem sind zumindest die vertraglich abgesicherten Exportverpflichtungen deutscher Gasunternehmen genauso zwingend mit Beschaffungsprozessen verbunden wie Lieferungen an einheimische Abnehmer, so dass ein Fokussieren auf den Verbrauch nicht sachgerecht erscheint.

Die für die Importe veröffentlichten Grenzübergangspreise (bspw. BAFA) stellen in einem Merit-Order-Modell mit volkswirtschaftlichen Kostenminimierungsansatz keine große Hilfe dar. Diese langfristigen Vertragspreise sind keine tatsächlichen Knappheitsindikatoren, da sie sich traditionell nach Anlegbarkeitsgesichtspunkten, v.a. durch Ölpreisindizierungen, ergeben. Darüber hinaus sind sie häufig durch Marktmacht oder Versorgungssicherheitsaspekte getrieben und reflektieren weniger die tatsächlichen Kostensituationen der Anbieter.<sup>16</sup> Dieses Manko haben auch die seit knapp einem Jahrzehnt für Deutschland notierten OTC- bzw. Börsenpreise. Der Marktpreis ist in wettbewerblichen Großhandelsmärkten durch die Kostensituation des marginalen (des letzten zur Deckung der Nachfrage benötigten) Anbieters gegeben. Kosten der anderen Anbieter werden hier nicht wiedergegeben, auch bleibt der Grenzanbieter anonym. Da im Rahmen dieses Beitrags Aussagen über die

---

<sup>15</sup> Die Mengen in diesem Abschnitt wurden von BDEW (2015b) übernommen. Angaben in TWh wurden mit einem durchschnittlichen Brennwert von 9,8 kWh/m<sup>3</sup> umgerechnet.

<sup>16</sup> Zur grundsätzlichen Logik der Anlegbarkeit vgl. Energy Charter Secretariat (2007), S. 152ff.

Wettbewerbsfähigkeit von Schiefergas gegenüber anderen Quellen getätigt werden sollen, greifen die Börsenpreisinformationen zu kurz.

Die Angebotskosten der einzelnen Herkunftsquellen werden mit Hilfe des Modells MAGELAN errechnet. Die Kosten setzen sich zusammen aus den langfristigen Grenzkosten (variable und noch nicht abgeschriebene fixe Kosten) der Produktion und des Transports sowie Transitentgelte.<sup>17</sup> Daraus ergeben sich die folgenden indikativen Angebotskosten:<sup>18</sup>

- Niederlande: 5,10 €/MWh
- Einheimische Produktion: 6,10 €/MWh
- Norwegen: 6,80 €/MWh
- Sonstige (Dänemark u.a.): 8,84 €/MWh
- Russland: 10,88 €/MWh

Aus Kombination der Mengen und Angebotskosten ergibt sich die in Abbildung 2 dargestellte Merit Order.

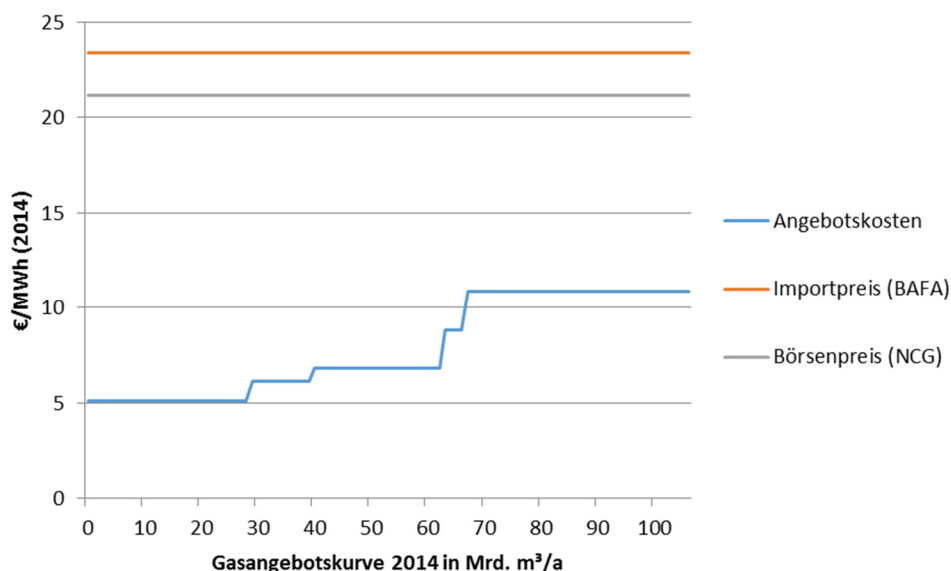


Abbildung 2: Merit Order des deutschen Gasmarkts 2014 (Quelle: Eigene Berechnung)

Beim Vergleich der Angebotskostenkurve mit den tatsächlichen Großhandelspreisen fällt eine große Diskrepanz auf, was sowohl für die schwerpunktmäßig ölpreisindizierten Importverträge als auch die marktpreisbildungs-basierten Börsenpreise gilt. Diese Differenz lässt sich als Marge oder Produzentenrente interpretieren. In gewöhnlichen mikroökonomischen Marktmodellen wird die Produzentenrente benötigt, um die nicht in der Angebotskurve

---

<sup>17</sup> Für Details zur Berechnung der Angebotskosten und siehe Seeliger (2006), S. 39ff sowie S. 51ff. Dort sind auch zahlreiche Literaturquellen zu weltweiten Förderkosten angegeben.

<sup>18</sup> Die hier angegebenen Kosten sind in realen Werten für 2014 ausgedrückt. Dafür wurden die in Seeliger (2006) angegebenen Kosten um die Inflation erhöht. Zusätzlich wurden gegenüber 2006 einige Änderungen in den Produktionskostenkategorien vorgenommen, um einige gaswirtschaftlichen Entwicklungen seit damals zu berücksichtigen. Diese beeinflussen jedoch die hier präsentierten Aussagen nicht wesentlich.

beinhalteten fixen Kosten zu decken (da diese nur die Grenzkosten repräsentiert). In MAGELAN sind diese zwar größtenteils in den Angebotskosten beinhaltet, dennoch erscheint eine darüber hinausgehende höhere Produzentenrente ökonomisch durchaus erklärbar. Grundsätzlich sind mehrere Argumentationsmuster üblich:

- Eine Begründung liegt in der Zusammensetzung des Preises bei nicht-erneuerbaren Rohstoffen. In ressourcenökonomischen Modellen wird dies als Knappheitsrente beschrieben, da mit zunehmender Ausbeutung einer Ressource die im Boden verbleibenden Vorkommen immer höhere relative Knappheit erhalten und die Opportunitätskosten der Ressourcenproduktion steigen. Der Preis setzt sich somit aus den reinen Produktionskosten (bzw. hier noch ergänzt um Transportkosten) sowie den Opportunitätskosten der Gasproduktion zusammen.<sup>19</sup>
- Selbst bei Außerachtlassung der Problematik nicht-erneuerbarer Ressourcen sind Preise oberhalb der Angebotskosten plausibel. Die Marktstruktur in der Erdgaswirtschaft ist international nicht voll wettbewerblich sondern eher oligopolistisch aufgebaut, was folglich auch Preise oberhalb der Grenzanbieterkosten möglich macht.<sup>20</sup>

Im Rahmen der Modellargumentation würden deutsche Erdgasproduzenten eine Marge von ca. 15 €/MWh erwirtschaften. Multipliziert mit den geförderten Mengen in Höhe von 104 TWh (entsprechend ca. 11 Mrd. m<sup>3</sup>/a) ergibt sich somit eine Produzentenrente in Höhe von ca. 1,6 Mrd. € für das hier zugrundeliegende Jahr 2014.<sup>21</sup>

### 3.3 Auswirkungen von Schiefergas auf die deutsche Angebotskurve

Sämtliche Annahmen aus dem vorherigen Kapitel werden übernommen. Die einzige Änderung ist, dass nunmehr eine hypothetische deutsche Schiefergasförderung integriert werden muss. Hierfür müssen zwei zentrale Annahmen getroffen werden: die zu erwartende Fördermenge sowie die Angebotskosten. Beide kritische Größen sind nur unter hoher Unsicherheit zu bestimmen und sind daher eher spekulativ. Die hier hergeleiteten Werte versuchen, soweit es geht ein realistisches Abbild zu geben, gegen Ende des Kapitels werden zudem einige Anmerkungen zu möglichen Sensibilitätsrechnungen getätigt.

Bezüglich der Mengen muss zunächst das deutsche Gesamtpotenzial an Schiefergas zugrunde gelegt werden. Dieses wird nach BGR auf 1.300 Mrd. m<sup>3</sup> beziffert, darunter jedoch keine Reserven sondern lediglich Ressourcen. Damit sind die deutschen Vorkommen im

---

<sup>19</sup> Vgl. dazu grundlegend Hotelling (1931). Einen Überblick über die allgemeine Ressourcenökonomik geben bspw. Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 30ff, oder Feess/Seeliger (2013), S. 329ff. Eine Anwendung auf Erdgas findet sich bei Konrad/Schöb (2014).

<sup>20</sup> Siehe Energy Charter Secretariat (2007), S. 50, sowie Growitsch et al. (2013).

<sup>21</sup> Die Produzentenrente ist hier nur sehr einfach und modellhaft ermittelt. Sie ersetzt keine detaillierte Analyse der Kosten- und Ertragslage der Erdgasförderindustrie. Zum Vergleich: Statista (2015) gibt für 2014 einen geschätzten Umsatz der Branche Erdgasgewinnung in Höhe von 3,2 Mrd. € aus. Der hier errechenbare vereinfachte Umsatz (Fördermenge multipliziert mit dem Marktpreis) liegt bei rund 2,2 Mrd. €.



Vergleich zu den USA (ca. 21.000 Mrd. m<sup>3</sup>) zwar recht gering, in Relation zu den aktuellen Kenngrößen der deutschen Erdgaswirtschaft (bspw. Förderung 11 Mrd. m<sup>3</sup>/a, Reserven 104 Mrd. m<sup>3</sup>) jedoch durchaus nennenswert.<sup>22</sup>

Die Herleitung einer konkreten Fördermenge aus diesem eher abstrakt bezifferten Potenzial wird zwangsläufig wenig belastbar. Setzt man die aktuelle US-Schiefergasförderung (ca. 300 Mrd. m<sup>3</sup>/a) mit dem dortigen Potenzial in Relation, ergibt sich ein Verhältnis von ca. 1%. Für Deutschland würde dies ca. 13 Mrd. m<sup>3</sup>/a entsprechen, also ungefähr vergleichbar mit der Menge, die 2014 noch gefördert wurde. Angesichts der aktuellen politischen Diskussion in Deutschland erscheint eine Verdopplung der Erdgasförderung unter Verwendung von Fracking schwer durchsetzbar. Im Folgenden wird daher zunächst von einer geringeren Förderung von 5 Mrd. m<sup>3</sup>/a ausgegangen. In Relation zur konventionellen Förderung wäre jedoch selbst diese Menge eine bemerkenswerte Steigerung.

Bezüglich der Kosten kann davon ausgegangen werden, dass die Kosten deutlich über denen der konventionellen Förderung liegen. Im Folgenden werden Kosten in Höhe von 9,15 €/MWh unterstellt, also 50% über den konventionellen Förderkosten in Deutschland.<sup>23</sup>

Unter Verwendung dieser Angaben ergibt sich die in Abbildung 3 dargestellte Angebotskurve.

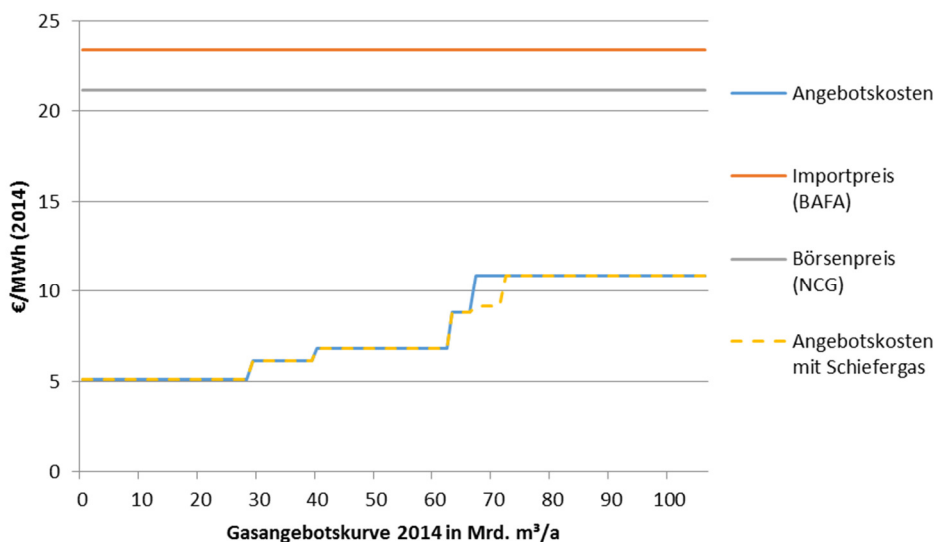


Abbildung 3: Merit Order mit Schiefergas (Quelle: Eigene Berechnungen)

Aufgrund seiner Kosten sortiert sich die deutsche Schiefergasproduktion hinter Dänemark und vor Russland in die Angebotskurve ein. Der Merit-Order-Effekt ist jedoch nur sehr gering, so dass sich keine fundamentale Änderung der Angebotskurve ergibt. Zwar verschiebt sich die

---

<sup>22</sup> Siehe BGR (2014), S. 84f. Andere Quellen weisen abweichende Werte aus, die jedoch an den grundsätzlichen Größenordnungen wenig ändern. EIA (2015b), S. XIII-2, schätzt das deutsche Schiefergaspotenzial auf ca. 2.250 Mrd. m<sup>3</sup>, wovon jedoch nur ca. 500 Mrd. m<sup>3</sup> als technisch förderbar eingestuft werden.

<sup>23</sup> Diese Werte liegen nach IEA (2013), S. 231, eher im Mittelfeld der weltweit möglichen Förderkosten. Auch noch höhere Förderkosten erscheinen plausibel, dieser Aspekt wird bei der Diskussion der Ergebnisse wieder aufgegriffen.

letzte Treppenstufe (Russland) etwas nach rechts, allerdings ohne gänzlich aus der Merit Order zu rutschen. Dies wäre jedoch Voraussetzung dafür, dass sich aufgrund eines neuen, günstigeren Grenzanbieters auch ein neuer (theoretischer) Wettbewerbspreis ergeben würde. Angesichts des hohen Anteils Russlands wird auch ersichtlich, warum die obige Diskussion über die genauen Schiefergasmengen aus deutscher Produktion letzten Endes obsolet ist, da es in dieser Hinsicht keinen Unterschied macht, ob nun 5, 13 oder 20 Mrd. m<sup>3</sup>/a unterstellt werden.<sup>24</sup>

Dies unterscheidet Deutschland fundamental von der Situation in den USA. Hier sieht die Angebotskurve anders aus: neben vergleichsweise günstigen einheimischen und kanadischen Quellen sammeln sich am Ende der Kurve zahlreiche unterschiedlich teure LNG-Anbieter. Die Rechtsverschiebung der Kurve durch die ausgeweitete Schiefergasförderung führte hier (nicht nur theoretisch) zu einem Verdrängen teurer Anbieter und Sinken der Wettbewerbspreise. Auf absehbare Zeit dürften die USA sogar Netto-Exporteur von LNG sein.<sup>25</sup>

Ganz folgenlos bleibt jedoch das Hinzunehmen der Schiefergasförderung für die deutsche Erdgaswirtschaft in dieser Modellbetrachtung nicht. Neben der bisherigen Produzentenrente aus konventioneller Förderung kommt nunmehr noch eine (geringere) Produzentenrente wegen des Schiefergas hinzu. Ohne die Schiefergasförderung belief sich die Produzentenrente der deutschen Erdgasproduzenten wie zuvor beschrieben auf rund 1,6 Mrd. €. Durch die Ausweitung der einheimischen Förderung aus Schiefergasvorkommen erhöht sich diese Rente um knapp 0,6 Mrd. €, was eine nennenswerte Umleitung von Marge aus dem Ausland (in diesem Fall Russland bzw. Gazprom) ins Inland bedeutet.

#### **4 Fazit und Ausblick**

Es wurde modellhaft gezeigt, dass sich keine wesentlichen Merit-Order-Effekte aufgrund einer (hypothetischen) deutschen Schiefergasförderung ergeben würden. Die Bedingungen sind nicht mit denen in den USA zu vergleichen, da zum einen die Reserven und Ressourcen deutlich geringer und zum andere die Kostenvorteile gegenüber Importmengen kaum vorhanden sind. Damit kann auch kaum ein solcher Boom der Erdgasverstromung wie in den USA erwartet werden.

Bedenklich aus Sicht der deutschen Gaskraftwerke ist jedoch auch der Umstand, dass selbst wenn sich (aufgrund des gaswirtschaftlichen Rahmens kaum zu erwartende) größere Preiseffekte ergeben würden, diese zwar eine gewisse Erleichterung verschaffen würden, aber immer noch keine Deckung der Fixkosten garantieren würden. Neue Gaskraftwerksprojekte erscheinen auch bei niedrigeren Gaspreisen eher unrealistisch. Dadurch wird deutlich, dass

---

<sup>24</sup> Sollten die Förderkosten jedoch höher als angenommen sein, könnte es sogar passieren, dass überhaupt kein Effekt auftritt, also keine russischen Mengen verdrängt würden. Unter Versorgungssicherheitsaspekten könnte es sein, dass dennoch produziert würde, dann würde das Schiefergas jedoch günstigeres Gas aus Russland ersetzen und würde am Ende der Merit Order angesiedelt.

<sup>25</sup> Für eine mit MAGELAN modellierte Angebotskurve der USA vor dem Schiefergasboom siehe Seeliger (2006), S. 162. Zu möglichen Effekten von LNG-Exporten der USA siehe Baron et al. (2015).

der Designfehler diesmal zur Abwechslung nicht im Gasmarkt zu suchen, sondern ganz klar im Stromsektor vorliegt.

Schließlich bleibt für die Politik abzuwägen, ob sich unter diesen Voraussetzungen ein Einstieg in die Schiefergasförderung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht lohnt. Zwar lassen sich dadurch Margen aus dem Inland in den deutschen Erdgassektor umleiten. Ob diese Vorteile jedoch hoch genug sind, um die gegebenenfalls durch das Fracking auftretenden Umwelteffekte und die auf jeden Fall auftretenden gesellschaftspolitischen Diskussionen und Widerstände zu rechtfertigen, bleibt fraglich.

Um letzten Endes die Vorteile verlässlicher zu bewerten, sind weitere Modellschritte notwendig. Im Rahmen dieser Arbeit wurde lediglich eine statische Analyse vorgenommen. Zielführender erscheint hingegen eine dynamische Optimierung der Gaswirtschaft inkl. der Schiefergasvorkommen. Eine solche Modellierung, für das MAGELAN aktualisiert und erweitert werden müsste, würde belastbarere Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Schiefergas in der langen Frist (bspw. bis 2050) geben. Ein mögliches Ergebnis könnte sein, dass diese Ressource in den ersten Modelljahren (wie zuvor illustriert) kaum Effekte, aber evtl. in der mittleren Frist durchaus aus Versorgungssicherheits- und Wettbewerbsfähigkeitssicht eine gewisse Berechtigung haben könnte, auch ohne solche Dimensionen wie in den USA einzunehmen.

## Literatur

- Baron, R./Bernstein, P./Montgomery, D./Tuladhar, S. (2015): Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States. In: Economics of Energy and Environmental Policy, Volume 4, Issue 1, 37-51.
- BDEW (2015a): Entwicklung des Erdgasverbrauchs. Berlin.
- BDEW (2015b): Erdgasbezugsquellen Deutschlands. 29.03.2015, Berlin.
- BGR (2014): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeiten von Energierohstoffen. Hannover.
- BP (2015): Statistical Review of World Energy. 64. Auflage, London.
- ECN (2005): CO2 price dynamics: The implication of EU emissions trading for the price of electricity. Petten/Amsterdam.
- EIA (2005): Annual Energy Outlook 2005. DOE/EIA, Washington.
- EIA (2015a): Proposed Clean Power Plan rule cuts power sector CO2 emissions to lowest level since 1980s. In: Today in Energy, 26.05.2015, Washington.
- EIA (2015b): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Other Western Europe. September 2015, DOE/EIA, Washington.
- Energate (2013): Ruhrgas – Das Ende eines Geschäftsmodells. Energate Messenger, 30.04.2013, Essen.
- Energy Charter Secretariat (2007): Putting a Price on Energy – International Pricing Mechanisms for Oil and Gas. Brüssel.
- E.ON (2015): Keine wirtschaftliche Perspektive: Eigentümer der Gaskraftwerke Irsching 4 und 5 zeigen Stilllegung an. Pressemeldung vom 30.03.2015, Düsseldorf.
- EWI/Prognos (2005): Energiereport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 (Energiewirtschaftliche Referenzprognose). Oldenbourg Industrieverlag, München.
- Feess, E./Seeliger, A. (2013): Umweltökonomie und Umweltpolitik. 4. Auflage, Vahlen-Verlag, München.

Growitsch, C./Hecking, H./Panke, T. (2013): Supply disruptions and regional price effects in a spatial oligopoly – an application to the global gas market. EWI Working Paper No. 13/08, Köln.

Hotelling, H. (1931): The economics of exhaustable resources. In: Journal of Political Economy, Nr. 39, S. 137-175.

IEA (2007): Energy Policies of IEA Countries – Germany. OECD/IEA, Paris.

IEA (2012): Electricity Information. OECD/IEA, Paris.

IEA (2013): Resources to Reserves. OECD/IEA, Paris.

Konrad, K./Schob, R. (2014): Fracking in Deutschland – eine Option für die Zukunft. In: Wirtschaftsdienst, Nr. 9/2014, S. 645-650.

Lohmann, H. (2006): The German Path to Natural Gas Market Liberalisation: is it a special case? NG14, Oxford Institute of Energy Studies, Oxford.

Müsgens, F./Seeliger, A. (2013): Nicht-konventionelle Erdgasvorkommen in den USA und ihre Auswirkungen auf Europa. In: Weltenergieat (Hrsg.), Energie für Deutschland 2013, Berlin.

Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 60, Oldenbourg Industrieverlag, München.

Statista (2015): Umsatz der Branche Gewinnung von Erdgas in Deutschland von 2009 bis 2012 und Prognose bis zum Jahr 2020.<http://de.statista.com>.

Ströbele, W./Pfaffenberger, W./Heuterkes, M. (2012): Energiewirtschaft. 3. Auflage. Oldenbourg-Verlag, München.

Wang, Z./Krupnick, A. (2015): A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? In: Economics of Energy and Environmental Policy, Volume 4, Issue 1, 5-17.