

# MAGISTERARBEIT

Titel der Magisterarbeit

„Ausgleichsenergiemarkt Gas in Deutschland“

Verfasserin  
Anja Graf

angestrebter akademischer Grad

Magistra der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften (Mag. rer. soc. oec.)

Wien, 2012

Studienkennzahl lt. Studienblatt:  
Studienrichtung lt. Studienblatt:  
Betreuer:

A 066 914  
Magisterstudium Internationale Betriebswirtschaft  
Univ.-Prof. Dr. Franz Wirl

## **Eidesstattliche Erklärung**

„ Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.“

# Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	1
1.1. Angewandte Literatur .....	2
1.2. Methodik.....	2
2. Deskription des liberalisierten deutschen Erdgasmarktes .....	4
2.1. Allgemeine Rahmenbedingungen.....	5
2.1.1. Kooperationsvereinbarung.....	6
2.1.2. Zweivertragsmodell.....	7
2.1.3. Marktgebiete .....	8
2.1.4. Marktteilnehmer .....	9
2.2. Interaktion der Marktteilnehmer.....	17
2.3. GABi Gas .....	21
2.3.1. Tagesbilanzierung.....	22
2.3.2. Preisgestaltung .....	23
2.3.3. Stündliches Anreizsystem/Strukturierungsbeitrag.....	24
2.4. Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas) .....	25
2.4.1. GeLi Gas.....	25
2.4.2. Beschreibung Lieferantenwechsel .....	26
2.5. Der Ausgleichs- und Regelenergiemarkt in Deutschland als Teilbereich des Erdgasmarktes.....	27
2.5.1. Ausgleichs- und Regelenergie .....	28
2.5.2. Preisgestaltung der Ausgleichsenergie durch GABi Gas .....	29
2.5.3. Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung von Regelenergie.....	32
2.5.4. Veränderungen seit Einführung von GABi Gas (Erfolge – Probleme – Ergänzungen).....	34
3. Gegenüberstellung des deutschen zum österreichischen Gasmarkt.....	37
3.1. Exkurs: Österreichischer Gasmarkt.....	37
3.2. Vergleich Aufbau des Ausgleichsenergiemarktes.....	40

3.2.1.	Marktgebiete vs. Regelzonen.....	41
3.2.1.	Bundesnetzagentur vs. E-Control .....	42
3.2.2.	Verwaltung Ausgleichsenergie.....	43
3.2.3.	Weitere Unterschiede der Marktrollen.....	45
3.2.4.	Organisation des Lieferantenwechsels .....	45
4.	Preisentwicklung und Zeitreihenanalyse .....	47
4.1.	Vergleich Preis für Ausgleichsenergie .....	47
4.1.1.	Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie.....	49
4.1.2.	Preisentwicklung .....	51
4.2.	Analyse der Temperatur-Preis-Entwicklung .....	53
4.2.1.	Datenlage.....	54
4.2.2.	Methodik und Zielsetzung .....	54
4.2.3.	Zeitreihenmodell des Ausgleichsenergiepreises .....	57
4.2.4.	Trendkomponente der Ausgleichsenergiepreisentwicklung .....	58
4.3.	Auswertungen Temperatur-Preis-Relation .....	62
4.3.1.	Korrelation Temperatur-Ausgleichsenergiepreise .....	63
4.3.2.	Korrelation Temperatur-Referenzpreise.....	73
5.	Conclusio.....	80
6.	Literatur .....	82
7.	Anhang.....	90
7.1.	Begriffsübersicht zu GABi Gas .....	90
7.2.	Verfahren zur Standardlastprofilermittlung .....	91
7.3.	Source Code und Approximation der Ausgleichsenergiepreis- und Temperaturkurve.....	93
8.	Anhang: Abstract.....	96
9.	Lebenslauf.....	97

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick Gliederung der Diplomarbeit .....	1
Abbildung 2: Überblick Rahmenbedingungen.....	6
Abbildung 3: Grafik zu den Marktgebieten Gas .....	9
Abbildung 4: Marktteilnehmer .....	10
Abbildung 5: Speicherkapazitäten und Erdgasverbrauch im Vergleich .....	15
Abbildung 6: Zusammenspiel Marktteilnehmer.....	16
Abbildung 7: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktakteure .....	17
Abbildung 8: Prozess Bilanzkreisführung .....	18
Abbildung 9: Darstellung Einsatz Ausgleichsenergie.....	22
Abbildung 10: Darstellung Lieferantenwechsel.....	26
Abbildung 11: Überblick Kapitel Ausgleichs- und Regelenergiemarkt .....	28
Abbildung 12: Schema der Preisberechnung für Ausgleichsenergie .....	30
Abbildung 13: Einsatz Regelenergie 4/2008-3/2010.....	33
Abbildung 14: Entwicklung der Referenzpreise .....	35
Abbildung 15: Überblick Gliederung Unterschiede zwischen Ö und D .....	37
Abbildung 16: Der regulierte und liberalisierte Teil des österreichischen Gasmarkts	38
Abbildung 17: Zusammenspiel der Marktteilnehmer am Österreichischen Markt .....	40
Abbildung 18 Überblick Kapitel Preisentwicklung und Zeitreihenanalyse .....	47
Abbildung 19: Marktgebiet Gaspool.....	48
Abbildung 20: Regelzone Ost.....	48
Abbildung 21: Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises in Deutschland ab 1.10.2008.....	52
Abbildung 22: Vergleich Preisentwicklung für Ausgleichsenergie Deutschland/Österreich .....	53
Abbildung 23: Approximation AE-Preisekurve .....	61
Abbildung 24: Verlauf AE-Energiepreise vs. Temperatur 1.10.2008-31.12.2010 .....	64
Abbildung 25: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Nov 2008-Nov 2010 .....	65
Abbildung 26: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Nov 2008-Nov 2010 zeitversetzt ...	66
Abbildung 27: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Dez. 2008-Dez 2010 .....	67
Abbildung 28: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Dez. 2008-Dez 2010 zeitversetzt ..	68
Abbildung 29: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Jan 2009- Jan 2010.....	69
Abbildung 30: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Jan 2009- Jan 2010 zeitversetzt....	70

Abbildung 31: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Feb 2009- Feb 2010.....	71
Abbildung 32: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Feb 2009- Feb 2010 zeitversetzt...	72
Abbildung 33: Verlauf Temperatur-Referenzpreise 1.10.2008-31.12.2010 .....	74
Abbildung 34: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Nov 2008 – Nov 2010.....	75
Abbildung 35: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Dez 2008 – Dez 2010.....	76
Abbildung 36: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Jan 2009 – Jan 2010.....	77
Abbildung 37: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Feb 2009 – Feb 2010 .....	78
Abbildung 38: Approximation Temperaturkurve.....	95
Abbildung 39: Approximierte AE-Preis- und Temperaturkurve .....	95

# 1. Einleitung

Die Arbeit über den liberalisierten Gasmarkt mit Schwerpunkt Ausgleichsenergie in Deutschland ist in drei Abschnitte gegliedert. Folgende Grafik gibt einen ersten Überblick:

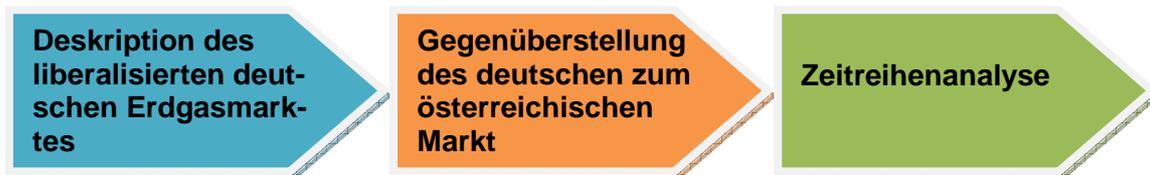


Abbildung 1: Überblick Gliederung der Diplomarbeit

Quelle: Eigene Darstellung

Im Kapitel 2 werden zuerst die allgemeinen Rahmenbedingungen inklusive erster Begriffsdefinitionen erläutert, um einen Einblick in den Gas- und anschließend in den Ausgleichsenergiemarkt Gas in Deutschland zu geben. Anschließend folgt eine Darstellung der Interaktion der einzelnen Marktteilnehmer, um das Marktgeschehen abzubilden. Der nächste Abschnitt widmet sich der Erläuterung des einheitlichen Bilanzierungssystems (GABi Gas), des Prozesses zum Lieferantenwechsel (GeLi Gas) und die darauf bezogenen Änderungen. Ein zentraler Punkt in diesem Kapitel ist die Beschreibung des Ausgleichsenergiemarktes und die damit verbundene Preisbildung des Ausgleichs- und Regelernergiepreises. Das Kapitel 3 schließt mit einem kurzen Exkurs zum österreichischen Markt an und beinhaltet ergänzend die Gegenüberstellung des deutschen zum österreichischen Ausgleichsenergiemarkt. Dabei werden die verschiedenen Marktrollen, die zu versorgenden Gebiete, die Verwaltung der Ausgleichsenergie sowie die Organisation des Lieferantenwechsels einander gegenübergestellt. Kapitel 4 beinhaltet die Erläuterung der verschiedenen Preisbildungsmechanismen in Deutschland und Österreich. Anschließend folgt der empirische bzw. analytische Teil. Vorab wird erklärt, was im mathematischen bzw. statistischen Sinn unter einer Zeitreihe zu verstehen ist. Das Ziel dieses Kapitels ist die Aufschlüsselung möglicher Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise. Es wird in Form einer Zeitreihe modellhaft dargestellt, welche Faktoren den Preisverlauf beeinflussen können. Anschließend folgt die Funktionsermittlung des tatsächlichen Kurvenverlaufs im betrachteten Zeitraum. Das Hauptaugenmerk liegt am Ein-

flussfaktor Temperatur, welcher mittels Korrelationsanalyse zwischen Preis- und Temperaturentwicklung im letzten Kapitel betrachtet wird.

### **1.1. Angewandte Literatur**

Da es sich bei dem Thema Ausgleichsenergiemarkt Gas um ein sehr spezifisches handelt, stehen vorwiegend Internetquellen als Recherchegrundlage zur Verfügung. Deshalb wurden die Homepages der Marktteilnehmer (vor allem Bundesnetzagentur, Gaspool, Net Connect Germany und Energieverbände) und die Kooperationsvereinbarung herangezogen, um die Rahmenbedingungen und das Funktionieren des Gas- und insbesondere des Ausgleichsenergiemarktes herauszuarbeiten. Die Ergebnisse werden im 2. Kapitel der Arbeit dargestellt. Die Daten, um die Unterschiede zwischen dem österreichischen und deutschen (Ausgleichs-)Energiemarkt herauszuarbeiten wurden mit Hilfe der Websites der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control und der Clearingstelle AGCS (Austrian Gas Clearing & Settlement) erhoben. Benötigte Informationen für die Zeitreihenanalyse stammen vom Netzbetreiber Gaspool und dem Deutschen Wetterdienst. Für die Theorie der Zeitreihenanalyse dienten die Bücher von Bileter/Vlach und Schäffer als Vorlage. Auf deren Basis wurden die Analysen des 4. Kapitels aufgebaut.

### **1.2. Methodik**

Die Arbeit kann in einen deskriptiven, einen vergleichenden und einen analytischen Teil gegliedert werden, die auch mit den drei Eckpfeilern übereinstimmen. Der deskriptive Teil entstand auf Basis von Buch- und Internetquellen. Ziel dabei ist ein Gesamtbild des deutschen Gasmarktes bzw. Ausgleichsenergiemarktes zu geben. Die Gegenüberstellung des deutschen und österreichischen Marktes basiert auf den Informationen des zweiten Kapitels und weiteren Literatur- und Internetquellen.

Im letzten Kapitel wurde auf die Hilfe des mathematischen Programmes MATLAB und auf MS Excel zurückgegriffen. Das Ziel des letzten Kapitels ist, Einflussfaktoren auf die Ausgleichsenergiepreisentwicklung zu definieren. Es wird dabei angenommen, dass die Tagestemperaturen, die Entwicklung der Referenzpreise und zufällige

Ereignisse wie beispielsweise die Wirtschaftskrise eine Rolle spielen. Die Analyse konzentriert sich auf die Korrelationsermittlung zwischen Temperaturen und Ausgleichsenergiepreisen. Dafür wird zuerst der Kurvenverlauf eines bestimmten Zeitraums analysiert und mithilfe von MATLAB die Funktion dafür ermittelt. Anschließend erfolgt die Korrelationsermittlung mithilfe der Excel KORREL-Funktion und im selben Programm erstellte Diagramme. Durch Analyse des Korrelationskoeffizienten und der Diagramme lässt sich feststellen, ob die Temperatur einen möglichen Einfluss auf die Preisentwicklung hat. Nach der Einleitung, der Erläuterung der Literatur sowie der Methodik beginnt das folgende Kapitel mit der Einführung in den deutschen Gasmarkt.

## 2. Deskription des liberalisierten deutschen Erdgasmarktes

Energienetze waren europaweit weitgehend monopolisiert. In Deutschland existierten bis Ende der 90er Jahre so genannte Gebietsmonopole, die sich im Zuge der Liberalisierung und den EU-Bestrebungen zu einem wettbewerbsorientierten Energiemarkt auflösten. Im Vergleich zum Strommarkt oder dem Telekommunikationsbereich fand die Liberalisierung des Gasmarktes relativ spät statt. Deutschland konnte sich an Länder wie Großbritannien oder den Niederlanden orientieren, die den Liberalisierungsprozess bereits vollzogen hatten. In jenen Ländern existierten im Gegensatz zu Deutschland Staats- und keine Gebietsmonopole, welche den Liberalisierungsprozess einfacher gestalteten (Stäck 2008).

Bis 2003 setzte Deutschland die EU-Richtlinie 98/30/EG zum Erdgasbinnenmarkt um. Folglich entstand ein neues Energiewirtschaftsgesetz (Bundesnetzagentur 2008). Ziel dieses Gesetzes ist, einen liberalisierten Gasmarkt und einheitliche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Das bedeutet, dass die Funktionen Produktion, Netzbetrieb, Handel, Lieferung, Messwesen, Speicherung und Verbrauch klar zu trennen sind (Stäck 2008). Durch die Liberalisierung des Marktes soll vor allem der Wettbewerb gefördert werden. Der Zutritt für neue Anbieter in den Markt wird somit vereinfacht und damit den Endkunden eine freie Wahl der Lieferanten ermöglicht. Im Endeffekt soll die Liberalisierung des Erdgasmarktes zu einer Senkung der Endkundenpreise führen. Im Jahr 2005 setzte das aktuelle Energiewirtschaftsgesetz die überarbeiteten EU-Richtlinien 2003/54/EG bzw. 2003/55/EG für einen Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt in nationales Gesetz um und gibt nun die Rahmenbedingungen für den liberalisierten Erdgasmarkt vor (Bundesnetzagentur 2008). Um den Inhalt und den Zweck des Energiewirtschaftsgesetzes zu verstehen, werden an dieser Stelle die ersten beiden Paragraphen zitiert, die den Zweck des Gesetzes und die Aufgaben der Energieversorgungsunternehmen erläutern (EnWG):

### *„§ 1 ENWG Zweck des Gesetzes*

- (1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.*

*(2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“*

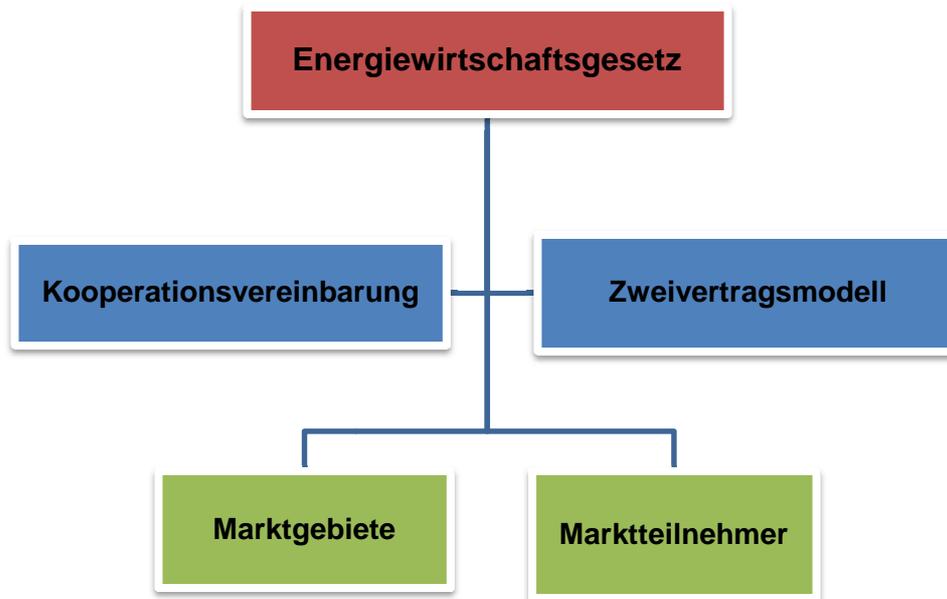
*„ § 2 ENWG Aufgaben der Energieversorgungsunternehmen*

*(1) Energieversorgungsunternehmen sind im Rahmen der Vorschriften dieses Gesetzes zu einer Versorgung im Sinne des § 1 verpflichtet.“*

Die ersten beiden Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes bringen die Bedeutung der Liberalisierung der Energiemärkte auf den Punkt. Im Kapitel Deskription des liberalisierten deutschen Erdgasmarktes werden zuerst die Rahmenbedingungen des liberalisierten Gasmarktes aufgezeigt, Begriffsdefinitionen angeführt und die Konzepte GABi und GeLi Gas erläutert, die den freien Wettbewerb im Gasmarkt sicherstellen. Der anschließende Abschnitt setzt sich speziell mit dem Bereich des Ausgleichsenergiemarktes auseinander.

## **2.1. Allgemeine Rahmenbedingungen**

Um den liberalisierten Erdgasmarkt zu verstehen, soll zunächst der rechtliche Rahmen, sowie die Begriffe Marktgebiet und Marktteilnehmer des Gasmarktes in Deutschland dargestellt und definiert werden. Die folgende Grafik zeigt die Vorgehensweise innerhalb dieses Kapitels.



**Abbildung 2: Überblick Rahmenbedingungen**  
 Quelle: Eigene Darstellung

Das Energiewirtschaftsgesetz bildet die Grundlage für die Kooperationsvereinbarung und das Zweivertragsmodell, welche den rechtlichen Rahmen zur Verwirklichung des liberalisierten Gasmarktes vorgeben. Die Begriffe Marktgebiete und Marktteilnehmer werden anschließend erläutert, um das Grundverständnis für den Gasmarkt abzurunden und das Verstehen der folgenden Kapitel zu erleichtern.

### **2.1.1. Kooperationsvereinbarung**

Die Kooperationsvereinbarung (KoV) gibt den rechtlichen Rahmen am Gasmarkt vor und soll somit die Liberalisierung des Erdgasmarktes laut dem Energiewirtschaftsgesetz festigen (zB freier Wettbewerb, Preissenkungen, usw.). Der Gegenstand der Vereinbarung ist im § 1 der KoV geregelt und besagt folgendes: Die Vertragspartner (Betreiber der Gasversorgungsnetze) verpflichten sich durch die Kooperationsvereinbarung zur technisch und wirtschaftlich zumutbaren Zusammenarbeit, damit der Lieferant bezüglich des netzübergreifenden Gastransports nur einen Ein- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss. Dabei legen die Vertragspartner die genauen Marktgebiete (siehe Kapitel Marktgebiete) fest.

Um die Übertragung des Gases von einem zum anderen Netz technisch zu ermöglichen, stellen die Betreiber der Versorgungsnetze die benötigten Kapazitäten für den

netzüberschreitenden Gastransport zur Verfügung. Um innerhalb eines oder zwischen Marktgebieten Gas zu handeln, wird ein sogenannter virtueller Handelspunkt eingerichtet. An diesem Punkt können Marktteilnehmer Gas kaufen und verkaufen. Es eröffnet sich somit die Möglichkeit, Gas von einem Bilanzkreis zum anderen zu übertragen. In einem sogenannten Bilanzkreis<sup>1</sup> arbeiten die Marktteilnehmer zusammen, um die Abweichungen innerhalb dieser Zone zwischen eingespeisten und ausgespeisten Gas zu minimieren. Das bedeutet, dass die etwaig benötigten Ausgleichsleistungen so gering wie möglich zu halten sind. Einspeisungen und Ausspeisungen von Gas müssen somit innerhalb einer gewissen Zeitperiode in Ausgleich gehalten werden. Ist dies nicht der Fall, müssen bestimmte Marktteilnehmer Ausgleichsmengen zur Verfügung stellen. Dies geschieht im Zuge der sogenannten Mengenbilanzierung. Die benötigten Ausgleichsmengen werden bilanziert, sprich dem zuständigen Marktteilnehmer geliefert und verrechnet (Details siehe Kapitel GABi Gas) (Kooperationsvereinbarung 2008).

Um den Gastransport innerhalb eines Marktgebiets sicherzustellen, müssen die Marktteilnehmer drei Verträge abschließen: den Einspeisevertrag, den Ausspeisevertrag und den Bilanzkreisvertrag. Diese werden zwischen den Netzbetreibern und dem Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen (siehe Kapitel Marktteilnehmer) geschlossen. Der Bilanzkreisvertrag legt zuerst fest, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber den Transport von einem zum anderen Marktgebiet ermöglichen soll. Der Einspeise- und Ausspeisevertrag sind Teil des Zweivertragsmodells, welches im folgenden Kapitel erläutert wird (Kooperationsvereinbarung 2008).

### **2.1.2. Zweivertragsmodell**

Das sogenannte Zweivertragsmodell ist neben der Kooperationsvereinbarung, welche die Zusammenarbeit der einzelnen Marktteilnehmer regelt, ein weiterer Schritt in Richtung Umsetzung der Liberalisierung des Erdgasmarktes in Deutschland. Das Modell regelt die Möglichkeit des freien Netzzugangs. § 20 des Energiewirtschaftsgesetzes definiert die zu erfüllenden Vorschriften und besagt folgendes: Grundsätzlich müssen alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen diskriminierungsfrei-

---

<sup>1</sup> Der Bilanzkreis wird im Energiewirtschaftsgesetz als Bilanzzone bezeichnet und kann dem Gesetz nach ein Teil eines oder mehrerer Netze sein, zu dem Ein- bzw. Ausspeisepunkte zugeordnet werden.

en Netzzugang ermöglichen. Die Betreiber haben in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, dass ein effizienter Zugang gesichert ist, und zusätzlich ist es ihre Pflicht, alle nötigen Informationen zur Verfügung zu stellen (EnWG).

Zweivertragsmodell heißen die Netzzugangsbedingungen deshalb, da mit dem Netzbetreiber ein Einspeise- und ein Ausspeisevertrag abzuschließen ist. Das bedeutet, dass mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz Gas eingespeist wird, ein Vertrag über Einspeise-Kapazitäten und mit dem Netzbetreiber aus dessen Netz Gas entnommen wird, ein Vertrag über Ausspeise-Kapazitäten unterzeichnet werden muss. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind dafür verantwortlich, dass die benötigten Einspeise- und Ausspeisekapazitäten zur Verfügung stehen (EnWG). Zusätzlich werden die einheitlichen Standards bzw. die Netzzugangsbedingungen geregelt, damit die Ein- und Ausspeisung von Gas in ein Netz reibungslos ablaufen kann (Kooperationsvereinbarung 2008).

### **2.1.3. Marktgebiete**

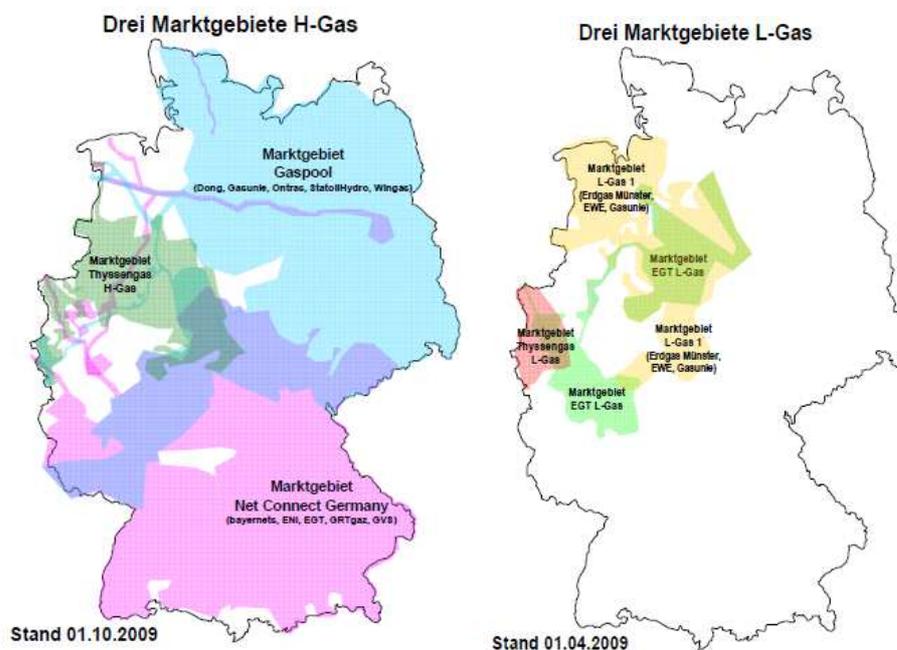
Ganz allgemein wird unter einem Marktgebiet die Verknüpfung von (Teil-)Netzen verstanden, die über Netzkopplungspunkte miteinander verbunden sind. Der Lieferant kann hierbei sämtliche Ein- und Ausspeisungspunkte (genaue Definition siehe im Kapitel Marktteilnehmer) flexibel zu den gebuchten Gasmengen nutzen, was vor der Liberalisierung des Gasmarktes nicht möglich war. Der Transport wird durch einen Ein- und Ausspeisungsvertrag abgesichert (Gasunie 2008).

In Deutschland gibt es zwei Arten von Marktgebieten. Einerseits besteht das Gas-transportsystem aus H-Gas-(hochkalorisch) und andererseits aus L-Gas-(niederkalorisch) Netzen<sup>2</sup>. Der Trend in Deutschland geht in Richtung starker Reduktion der Marktgebiete (Leuschner 2009) und in Richtung qualitätsübergreifender Marktgebiete. Die Reduktion soll eine bessere Kooperation ermöglichen, somit den Zugang für neue Mitbewerber erleichtern und damit den Wettbewerb fördern. Je mehr Marktgebiete es gibt, desto schwieriger ist es für neue Mitbewerber in den Erdgasmarkt einzusteigen.

---

<sup>2</sup> Der Unterschied der beiden Gasqualitäten besteht im Brennwert und Wobbe-Index und sie sind physisch als auch bilanziell voneinander getrennt. L-Gas ist im Vergleich zu H-Gas weniger bedeutend und nimmt nur etwa 30 % des Gasverbrauches ein.

Qualitätsübergreifende Marktgebiete bedeuten die Zusammenführung von L- und H-Gasgebieten. Um vor allem die L-Gas Gebiete liquider zu machen, schlugen E.ON Gastransport und KEMA eine Integration der Marktgebiete mit unterschiedlichen Gasqualitäten vor (KEMA 2010 und E.ON 2010). Im Jahr 2010 existierten sechs Marktgebiete in Deutschland, davon jeweils 3 für L- und 3 für H-Gas. Diese sind für H-Gas neben dem neuesten Marktgebiet Gaspool, NetConnect Germany und Thyssengas<sup>3</sup>. Die Marktgebiete für L-Gas sind L-Gas 1 (Aequamua), Thyssengas und E.ON Gastransport (Leuschner 2009). Deutschlands Marktgebiete sollten bis 2011 auf 3 und weitergehend auf 2 reduziert werden (Bundesagentur 2010). Die folgende Grafik zeigt, wo die Marktgebiete in Deutschland angesiedelt sind:



**Abbildung 3: Grafik zu den Marktgebieten Gas**

Quelle: Bundesnetzagentur: BerichtAusgleichs- und Regelenergiesystem Gas

#### 2.1.4. Marktteilnehmer

In diesem Kapitel werden die einzelnen Teilnehmer des Gasmarktes in Deutschland definiert und ihre Aufgaben aufgezeigt. Zuerst erfolgt die Darstellung der Regelungsbehörde und anschließend die Erläuterung der direkten Marktteilnehmer. Folgende Grafik zeigt die Reihenfolge der dargestellten Teilnehmer dieses Kapitels.

<sup>3</sup> Gaspool besteht aus den ehemaligen Marktgebieten Gasunie Deutschland, ONTRAS, WINGAS Transport, Statoil Deutschland und Dong Energy Pipelines (Kema 2010) und NetConnect Germany entstand aus aus E-ON Gastransport und bayernets.



**Abbildung 4: Marktteilnehmer**  
Eigene Darstellung

### Die Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur setzt die Spielregeln und die Rahmenbedingungen am deutschen Gasmarkt fest. Sie ist eine selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Die Behörde reguliert den Markt und sorgt seit der Liberalisierung des Gasmarktes für dessen Weiterentwicklung (Bundesnetzagentur 2008). Basis für die Aufgaben und Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur ist das Energiewirtschaftsgesetz EnWG. Für die Regulierung der Gasnetze mit weniger als 100.000 Kunden sind die Landesregulierungsbehörden zuständig. Zu den spezifischen Aufgaben der Behörden zählen (Bundesnetzagentur 2005):

- Entflechtung und Regulierung der Versorgungsnetze
- Schaffung der Voraussetzungen für einen vor- und nachgelagerten Wettbewerb
- Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs
- Kontrolle der erhobenen Netznutzungsentgelte der Energieversorgungsunternehmen
- Missbrauchsaufsicht
- Überwachung der Vorschriften zur Entflechtung der Netzbereiche (Unbundling)

Nicht unter den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur fällt die Kontrolle der Endkundenpreise. Diese Aufgabe übernehmen die Kartellämter bundes- und landesweit.

## **Bilanzkreisnetzbetreiber**

Der Bilanzkreisnetzbetreiber (BKN) ist grundsätzlich der Verwalter eines Bilanzkreises um den mittels Bilanzkreisvertrag ein Bilanzkreis gebildet wird. Da der Bilanzkreis den zentralen Punkt für die Sicherstellung der Gasversorgung darstellt, ist der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Schlüsselfigur. Der Vertrag zur Bildung eines Bilanzkreises wird zwischen Bilanzkreisnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen abgeschlossen. Der Bilanzkreisvertrag dient primär dazu, den Gastransport innerhalb des Bilanzkreises zu regeln. Der Bilanzkreisnetzbetreiber und der Bilanzkreisverantwortliche verwalten und führen den Bilanzkreis (BDEW/VKU 2008) und sind im Zuge dessen dafür zuständig, ein- und ausgespeiste Gasmengen auszugleichen und mögliche Differenzen abzurechnen. Die Übertragung der Gasmengen erfolgt dabei über einen virtuellen Ein- und Ausspeisepunkt (König et al 2008).

Am deutschen Markt nimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber eine Vielzahl von Aufgaben wahr, die in anderen Ländern wie beispielsweise in Österreich von anderen Akteuren übernommen werden. Folgende Aufgaben fallen in den Zuständigkeitsbereich des Bilanzkreisnetzbetreibers (Hewicker/Kesting 2007, Kooperationsvereinbarung 2008, Ontras 2009, BDEW/VKU 2008):

- Der BKN ermöglicht die Bildung eines Bilanzkreises innerhalb eines Marktgebietes.
- Der BKN verwaltet den Bilanzkreis.
- Der BKN nimmt die Allokationsdaten sprich die Zuordnung von Gasmengen zu einzelnen Transporten in Empfang und stellt die erforderlichen Daten bereit.
- Der BKN ist für die Abrechnung des Bilanzkreises zuständig. Dabei stellt er die eingespeisten den ausgespeisten Gasmengen gegenüber.
- Der BKN errichtet und verwaltet den virtuellen Handelspunkt. Dabei koordiniert er die Nominierungen (die zum Transport angemeldete Gasmenge).
- Der BKN setzt Regelenergie ein. Dieser Punkt wird jedoch im Kapitel Ausgleichs- und Regelenergiemarkt erläutert.

## **Bilanzkreisverantwortliche**

Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist jener Akteur am Gasmarkt, der von den anderen Marktteilnehmern benannt wird, um einen Bilanzkreis zu führen. Damit der BKV seine Aufgabe erfüllen kann, muss er zuerst einen Bilanzkreisvertrag mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber abschließen, um die Verantwortung für den betreffenden Bilanzkreis zu übernehmen. Zu seinen primären Aufgaben zählen die Führung des Bilanzkreises und die Bedarfsplanung der benötigten Gasmengen. (BDEW/VKU 2008).

Der Bilanzkreisvertrag legt genau fest, welche Aufgaben der BKV am Gasmarkt zu übernehmen hat. Folgende Tätigkeiten zählen im Rahmen der Bilanzkreisführung zu seinem Verantwortungsbereich:

- Der BKV ist für die genaue Planung und Prognose der Bedarfsmenge (Ein- und Ausspeisung), jedoch nicht für den physischen Ausgleich zuständig. Diese Aufgabe übernimmt der BKN.
- Der BKV verpflichtet sich, die Abweichungen so gering wie möglich zu halten.
- Der BKV ist für die Nominierung und Renominierung der Gasmengen verantwortlich, sprich die Anmeldung der Gasmenge für den Transport, sowie die Änderung der Anmeldung der zu transportierenden Menge bei Bedarf.

## **Lieferant vs. Endkunde**

Die Lieferanten sind dafür zuständig die Endkunden, welche Gas für den Eigenverbrauch kaufen, mit Gas zu beliefern. In Deutschland wird der Lieferant oft als Transportkunde bezeichnet (nicht zu verwechseln mit dem Endkunden). Unter dem Begriff Transportkunde im eigentlichen Sinn fallen sowohl Großhändler als auch Gaslieferanten (BDEW, VKU 2008). Es besteht die Möglichkeit, dass der Lieferant mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber einen Bilanzkreisvertrag abschließt und dadurch zusätzlich die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen übernimmt. Da die Lieferanten verstärkt untereinander konkurrieren, können sie nicht wie bisher erhöhte Kosten auf den Endkunden abwälzen, da dieser bei Preiserhöhungen schlichtweg den Lieferant wechseln kann. Ist der Lieferant auch Bilanzkreisverantwortlicher, kann er durch eine

möglichst genaue Prognose und Planung des Bedarfs, Vorteile gegenüber seiner Konkurrenz erzielen (Stäck 2008).

Durch die Liberalisierung des Gasmarktes können die Endverbraucher ihren Lieferanten frei wählen. Bei den Endkunden wird zwischen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden unterschieden, die in Kundengruppen zusammengefasst sind. Da nicht bei allen Kunden eine genaue Messung des Gasverbrauchs möglich ist, werden für die verschiedenen Kundengruppen im Gasmarkt sogenannte (Standard-)Lastprofile ermittelt, und jenen Endkunden mit dem gleichen bzw. ähnlichen Verbrauchswerten zugewiesen (BDEW 2008). Eine detaillierte Beschreibung zur Ermittlung der Lastenprofile befindet sich im Anhang.

Es gibt drei verschiedene Kundengruppen: die Standardlastprofilkunden und zwei unterschiedliche Typen von leistungsgemessenen Kunden. Bei den Standardlastprofilkunden handelt es sich hauptsächlich um private Haushalte und Gewerbekunden. Bei den Industriekunden erfolgt eine tatsächliche Messung der Verbrauchswerte. Es kann zwischen den leistungsgemessenen Kunden (RLM-Kunden) mit und ohne Tagesband unterschieden werden, wobei erstere einen stündlichen Verbrauch unter 300 MW haben und zweitere über 300 MW. Leistungsgemessenen Kunden mit Tagesband ist es erlaubt, so genannte Tagesbänder einzuspeisen. Das bedeutet, dass stündliche Schwankungen zwischen Ein- und Ausspeisungen bis zu 15 % möglich sind. Wird dieser Wert überschritten, muss eine Art Pönale bezahlt werden. Kunden ohne Tagesband sind verpflichtet die Einspeisungen und Ausspeisungen je Stunde zu regeln und die Abweichungen auf unter 2 % zu halten. Es handelt sich dabei hauptsächlich um Kunden, denen es möglich ist, ihren Verbrauch relativ genau im Vorfeld zu bestimmen (VIK 2010). Die Lastenprofile sind Basis für die Mengenbilanzierung.

### **Ausspeise- und Einspeisenetzbetreiber**

Um am Gasmarkt agieren zu können, muss der Lieferant mit zwei weiteren Marktteilnehmern einen Vertrag abschließen. Diese sind der Einspeisenetzbetreiber (ENB) und Ausspeisenetzbetreiber (ANB). Der ENB speist Gas in das Netz ein. Das benötigte Gas kann dafür aus Gasspeichern bezogen werden oder an Verbindungspunk-

ten zu anderen Marktgebieten (Marktkopplungspunkte). Der ANB wiederum speist Gas aus dem Netz aus. Die Ausspeisung erfolgt unter anderem an den Endkunden oder an Gasspeicherbetriebe (BDEW, VKU 2008).

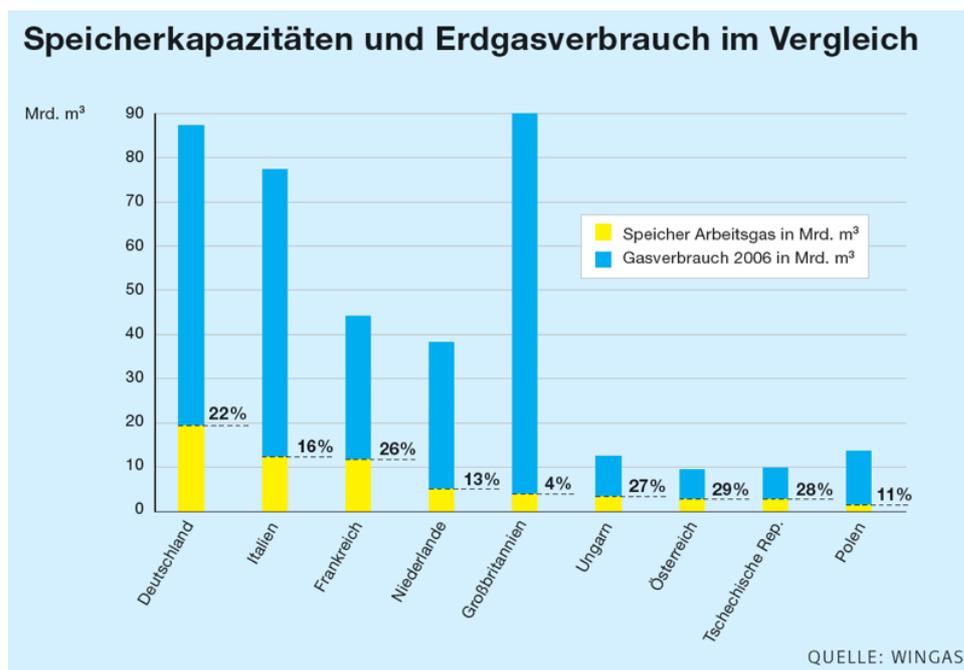
Wie bereits beim Zweivertragsmodell erläutert wurde, schließt der ENB mit dem Lieferanten einen Einspeisevertrag ab. Der Einspeisepunkt ist ein Punkt innerhalb eines Marktgebiets, wo Gas in das Netz eines Netzbetreibers übergeben werden kann. Parallel dazu schließt der Lieferant mit dem Ausspeisenetzbetreiber einen Ausspeisevertrag ab. Der betreffende Ausspeisepunkt befindet sich innerhalb eines Marktgebiets, wo der Lieferant Gas zum Zweck der Endkundenbelieferung entnehmen kann (BDEW, VKU 2008). Im Zuge der Datenbereitstellung arbeitet der Ausspeisenetzbetreiber eng mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber zusammen. Aufgabe der Ausspeisenetzbetreiber ist, die richtigen Standardlastprofile zu ermitteln und die erforderlichen Daten dem BKN zur Verfügung zu stellen (PricewaterhouseCoopers 2008).

### **Gasspeicher**

Erdgasspeicher dienen dazu, den Ausgleich zwischen Gasproduktion und Gasverbrauch zu ermöglichen. Ihr Einsatz garantiert eine stabile Verfügbarkeit des Energieträgers Gas. Die Speicherbetriebe haben die Funktion bei Mehrverbrauch zusätzlich Gas in das Netz einzuspeisen, welches in Niederverbrauchszeiten gespeichert wurde. Dieser Ausgleich erfolgt üblicherweise in den Wintermonaten, wo ein erhöhter Verbrauch an Gas vorherrscht (Wingas 2010).

Den Gasspeicherbetrieben kommt im liberalisierten Gasmarkt eine immer bedeutendere Rolle zu, speziell im Bereich der Spotgeschäfte und dem Ausgleich von Last- und Preisspitzen (Stäck 2008). In Deutschland gibt es 46 Untertagespeicher und 15 weitere sind in Planung, die im Bereich des liberalisierten Erdgasmarktes eine entscheidende und „ausgleichende“ Bedeutung haben. Diese Erdgasspeicher verfügen über ein Speichervolumen von 20 Milliarden Kubikmetern Gas. Die Gasspeicher werden größtenteils von Netzbetreibergesellschaften betrieben, wobei WINGAS in Bremen den größten Speicher Deutschlands mit 4 Milliarden Kubikmeter betreibt (BDEW 2007).

Es kann festgestellt werden, dass etwa 61 % des gespeicherten Gases auf Poren-  
speicher und 39 % auf Kavernenspeicher fällt. Beide sind sogenannte Untertage-  
speicher (E.ON 2010). Im europaweiten Vergleich besitzt Deutschland sehr große  
Speicherkapazitäten. Bei den derzeit vorhandenen Speichermöglichkeiten kann 1/5  
des Gasbedarfs gespeichert werden, 80 % des Gasaufkommens wird nach Deutsch-  
land importiert (Preuß 2010). Folgende Grafik zeigt einen europäischen Vergleich  
des Gasverbrauches und der Speicherkapazitäten.

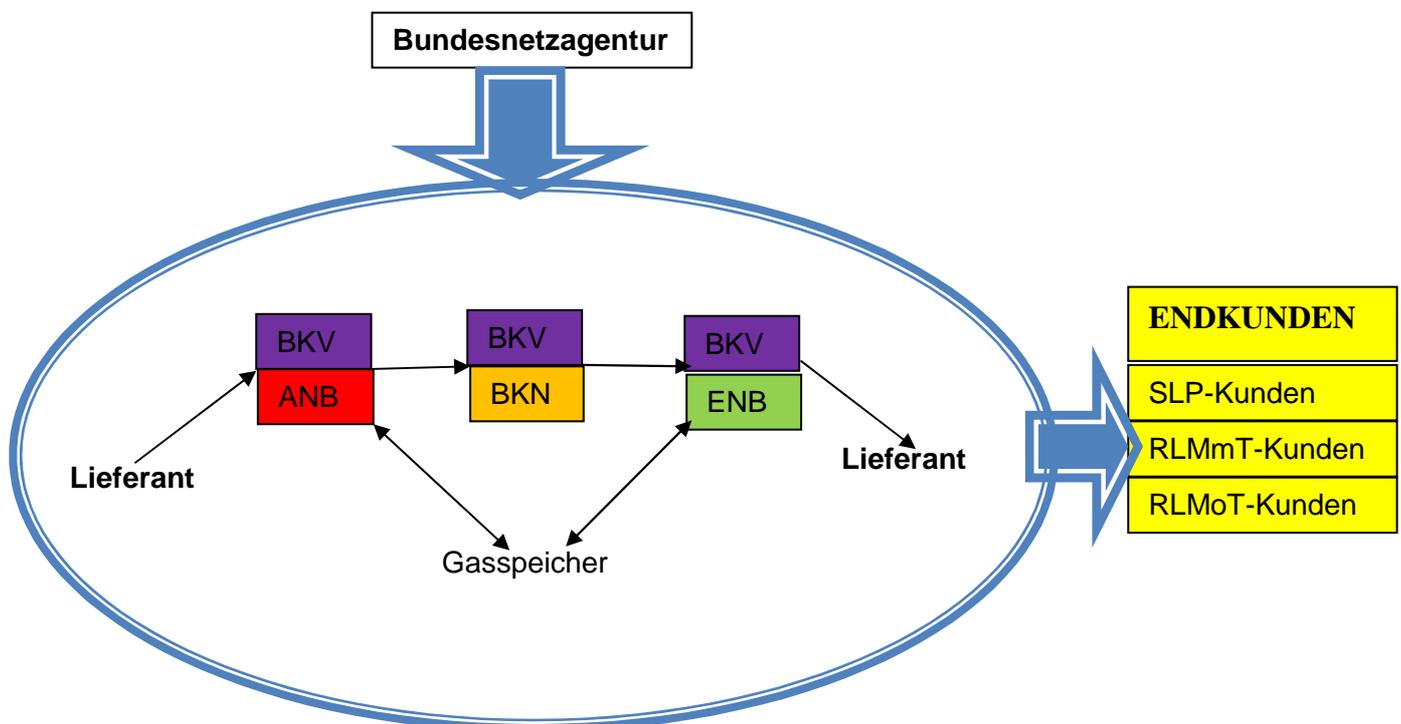


**Abbildung 5: Speicherkapazitäten und Erdgasverbrauch im Vergleich**  
Quelle: [http://www.wingas.de/gw0803\\_erdgasspeicher.html](http://www.wingas.de/gw0803_erdgasspeicher.html)

Hier wird verdeutlicht, dass Deutschland im europäischen Vergleich große Speicher-  
kapazitäten besitzt. Kann Deutschland 22 % seines Bedarfs decken, hat Großbritan-  
nien nur 4 % des Gasverbrauchs an Speicherkapazität zur Verfügung. Kleinere Län-  
der wie Ungarn, Österreich und die Tschechische Republik können um die 28 % de-  
cken und auch Frankreich ist mit knapp über ¼ gut dabei.

## Zusammenfassung Marktteilnehmer

Abschließend wird erläutert, wie die einzelnen Marktteilnehmer zusammenwirken<sup>4</sup>. Da der Bilanzkreisverantwortliche für die Bilanzkreisführung zuständig ist, arbeitet er sowohl mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber als auch mit Einspeise- und Ausspeisenetzbetreiber zusammen. Zwischen Bilanzkreisnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen wird ein Bilanzkreisvertrag zur Bildung des Bilanzkreises abgeschlossen. Die Einspeise- und Ausspeisenetzbetreiber erhalten vom Bilanzkreisverantwortlichen die Mengeninformationen über die benötigten Ein- und Ausspeisungen. Für den Gastransport an sich muss ein Liefervertrag zwischen den Lieferanten und den anderen Marktteilnehmern geschlossen werden. Die Rolle der Gasspeicher kommt ins Spiel, wenn zusätzlich Gas einzuspeisen ist bzw. Überschussmengen wieder gespeichert werden. Der Ablauf endet mit der Gaslieferung an den Endkunden. Das gesamte Marktgeschehen ist auf einen spezifischen Bilanzkreis bezogen. Das Regelwerk für den gesamten Prozess gibt die Bundesnetzagentur vor. Folgende Grafik soll die Interaktion der Marktteilnehmer des Gasmarktes veranschaulichen.



**Abbildung 6: Zusammenspiel Marktteilnehmer**  
Quelle: Eigene Darstellung

<sup>4</sup> Eine genaue Darstellung der spezifischen Aufgaben erfolgt im Kapitel Interaktion der Marktteilnehmer.

Dieses Kapitel beschäftigte sich mit den einzelnen Akteuren und gab einen ersten Einblick in das Zusammenspiel am Gasmarkt. Folgend wird detailliert auf die Interaktion der Marktteilnehmer eingegangen.

## 2.2. Interaktion der Marktteilnehmer

Um das gesamte Marktgeschehen darzustellen, wird in diesem Kapitel die Interaktion der einzelnen Marktteilnehmer erläutert. Nach einer Beschreibung der einzelnen Marktrollen im Gasmarkt in Kapitel 2.1 erfolgt nun eine detaillierte Aufschlüsselung des Zusammenwirkens der Teilnehmer im Zuge des Prozesses der Bilanzkreisführung. Die folgende Grafik und die Aufschlüsselung der Teilprozesse stammen aus einem Leitfaden zur Bilanzkreisführung der Verbände BDEW und VKU.

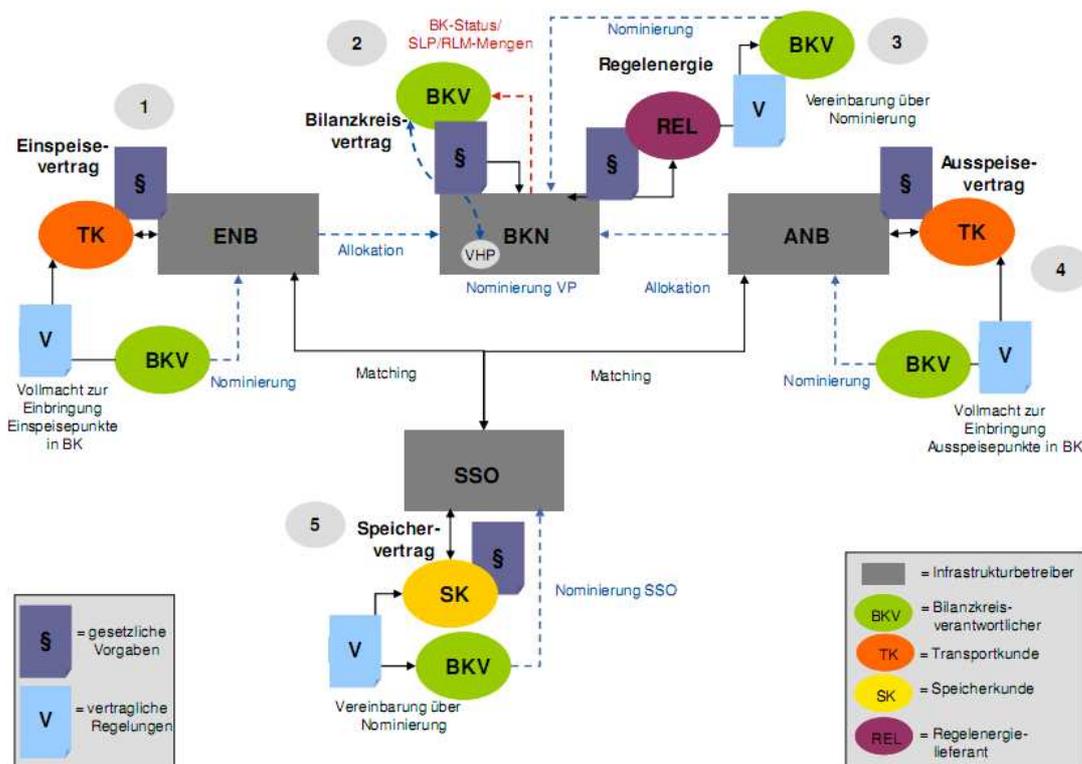
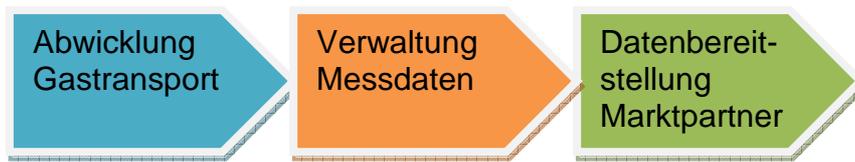


Abbildung 7: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktakteure

Quelle: BDEW und VKU: Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas

Die Bilanzkreisführung ist ein Teil des Gastransportprozesses und für folgende Aufgaben zuständig:



**Abbildung 8: Prozess Bilanzkreisführung**

Quelle: BDEW und VKU: Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas

Vor- und nachgelagerte Aufgaben sind die Organisation und die operative Durchführung des Netzzugangs, der Prozess des Lieferantenwechsels und die Abrechnung des Netzzugangs. Wobei die ersten beiden Aufgaben im Vorfeld vom Netzbetreiber zu bewältigen sind. Für den Lieferantenwechsel sieht die Bundesnetzagentur einen einheitlichen Prozess für den Lieferantenwechsel vor, der im Kapitel GeLi Gas erläutert wird (BDEW, VKU 2008).

Um die Abbildung über die Interaktion der Marktteilnehmer näher zu erläutern, wird diese im folgenden Abschnitt aufgeschlüsselt. Betroffen sind der Einspeise- und Ausspeisenetzbetreiber, Bilanzkreisnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher, Entry-Exit Netzbetreiber (jener Netzbetreiber bei dem Ein- und Ausspeisekapazitäten gebucht werden) und der Transportkunde (vgl. Lieferant). Neben den spezifischen Bilanzkreisführungsaufgaben werden auch die vor- und nachgelagerten Zuständigkeiten beschrieben. Die folgende Tabelle stellt ausführlich dar, welcher Marktteilnehmer im welchem Teilprozess welche Teilaufgaben erfüllt.

Teilprozesse	ENB	ANB	BKN	BKV	E-E-NB	TK
Vor- bzw. nachgelagerte Prozesse	Standardverträge abschließen	Festlegung des Verfahrens für die Abwicklung von Lastprofilkunden  Informationsweitergabe an Letztverbraucher  Berechnung des temperaturnormierten Jahresver-	Standardverträge abschließen  Mit BKV Abschluss von Bilanzkreisverträgen	Mit BKN Abschluss von Bilanzkreisverträgen	-	Standardverträge abschließen

		brauchswertes  Bestimmung der steuerrelevanten Letztverbraucher  Standardverträge abschließen  Anbieter von Netz-puffern  Ermittlung von Korrekturfaktorverfahren				
Kontinuierliche Prozesse bei der operativen Durchführung	Überwachung der internen Bestellung ggf. Nachbestellung	Kontinuierliche Berechnung des normierten Verbrauchs im Lastprofilverfahren  Überwachung der internen Bestellung ggf. Nachbestellung	-	-	Bearbeitung von Kapazitäts- und Transportanfragen  Kapazitätsverwaltung	-
Monatliche Prozesse	Einbringung von Ein- und Ausspeisepunkten in Bilanzkreise	Kapazitätsprüfung bei Marktgebietswechsel eines Letztverbraucher  Einbringung von Ein- und Ausspeisepunkten in Bilanzkreise  GeLi Gas - Abwicklung  Erstellung und Versand bzw. Empfang der Bestandslisten	-	-	-	Einbringen von Ein- und Ausspeisepunkten in Bilanzkreise  GeLi Gas - Abwicklung  Erstellung und Versand bzw. Empfang der Bestandslisten
Abrechnung des Netzzugangs	Netznutzungsabrechnung inkl. Debitoren-Management	Netznutzungsabrechnung inkl. Debitoren-Management  Mehr- oder Minder-mengenabrechnung  Weiterverrechnung der Mehr- oder Mindermengeerlöse/kosten an den BKN	-	-	-	Netznutzungsabrechnung inkl. Debitoren-Management  Mehr- oder Minder-mengenabrechnung
Tägliche	Bestätigungen	Marktgebiets- und	Bestätigungen	Nominierungen	-	-

Abwicklung Gas- transport	von Nominierungen  Tägliche bzw. untertägliche Übermittlung bzw. Berechnung bilanzkreis- bzw. subkontoscharfen Allokationsdaten  Datenplausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung gemessener Daten  Aggregation von Messdaten  Versendung von Daten an BKN und TK	ausspeisenzonen-scharfe Mengenanmeldung/Nominierung  Bestätigungen von Nominierungen  Ggf. tägliche Ermittlung des Korrekturfaktors  Tägliche bzw. untertägliche Übermittlung bzw. Berechnung bilanzkreis- bzw. subkontoscharfen Allokationsdaten  Datenplausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung gemessener Daten  Aggregation von Messdaten  Versendung von Daten an BKN und TK	von Nominierungen  Tägliche bzw. untertägliche Übermittlung bzw. Berechnung bilanzkreis- bzw. subkontoscharfen Allokationsdaten  Datenplausibilisierung und ggf. Ersatzwertbildung gemessener Daten  Empfang der Daten, Plausibilisierung, Ersatzwertbildung, Umrechnung und Allokation  Versendung der Daten an BKV  Ermittlung des Bilanzkreisstatus für Ausgleichsenergie und das stündliche Anreizsystem	und Renominierungen  Tägliche bzw. untertägliche Übermittlung bzw. Berechnung bilanzkreis- bzw. subkontoscharfen Allokationsdaten  Bilanzkreismanagement (Monitoring Bilanzkreissaldo)		
---------------------------------	--	--	--	--	--	--

**Tabelle 1: Aufgaben und Zuständigkeiten der einzelnen Marktakteure**

Quelle: BDEW und VKU: Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas

Im nächsten Kapitel werden die beiden Modelle der Bundesnetzagentur erläutert, die die Liberalisierung des Gasmarktes und den damit verbundenen verstärkten Wettbewerb fördern sollen.

### **2.3. GABi Gas**

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Bilanzierungssystem (GABi Gas), sowie dem Geschäftsprozess zum Lieferantenwechsel (GeLi Gas) zwei Systeme geschaffen, die zur Gleichbehandlung und Chancengleichheit der Marktteilnehmer beitragen sollen. Sie sind neben der Kooperationsvereinbarung und dem Zweivertragsmodell die Grundlage für den liberalisierten Erdgasmarkt (Bandulet/Fuchs 2009). GABi Gas regelt dabei – überblicksmäßig zusammengefasst - die Mengenzahlung und GeLi Gas die Vereinheitlichung der Geschäftsprozesse. Dieses Kapitel widmet sich dem Bilanzierungssystem.

Das Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor, kurz GABi Gas, hat das Ziel, Differenzen zwischen prognostizierten Einspeisungen und tatsächlichen Ausspeisungen von Erdgas zu steuern, auszugleichen und finanziell zu erfassen (VIK 2010). Da das Thema Ausgleichsenergie in einem späteren Kapitel dieser Arbeit im Detail behandelt wird, soll hier nur kurz angeführt werden, was unter Ausgleichsenergie zu verstehen ist. Für die folgenden Erläuterungen genügt es zu wissen, dass Ausgleichsenergie die Differenz zwischen ein- und ausgespeisten Gasmengen ist. Ausgleichsenergie ist dabei eine bilanztechnische Größe. Das bedeutet, dass sie verrechnet jedoch nicht tatsächlich geliefert wird. Regelenergie sorgt für den physischen Ausgleich (Hewicker/Kesting 2008). Eine genaue Definition von Ausgleichs- und Regelenergie befindet sich im Kapitel 2.5.

Die wichtigen Änderungen, die das neue Bilanzierungssystem mit sich bringt, ist der betrachtete Zeitraum für etwaige Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen. Gabi Gas sieht statt einer stündlichen Bilanzierung eine Tagesbilanzierung vor. Das bedeutet, dass der betrachtete Zeitraum zur Gegenüberstellung der ein- und ausgespeisten Gasmengen 24 Stunden sprich ein Tag ist. Zuvor mussten die Ein- und Ausspeisungen je Stunde in Ausgleich gehalten werden. Fallen innerhalb dieses Zeitraums Abweichungen an, wird Ausgleichsenergie verrechnet. Eine weitere Änderung durch die Einführung von GABi Gas ist die Preisgestaltung von Ausgleichsleistungen. Ergänzend wurde ein stündliches Anreizsystem, sowie eine Ausgleichs- und Regelenergieumlage geschaffen (Bandulet/Fuchs 2009). Die Tagesbilanzierung, die

Preisgestaltung und das stündliche Anreizsystem sollen im Folgenden erläutert werden. Im Anhang befindet sich eine Übersicht zu den angewandten Begriffen.

### 2.3.1. Tagesbilanzierung

Durch GABi Gas ändert sich die stündliche Bilanzierung hin zu einer Tagesbilanzierung. Das bedeutet, dass die Bilanzierungsperiode für die Gasmengen der Gastag (6.00-6.00) ist. Sämtliche Ein- und Ausspeisungen werden somit erst am Ende des Gastages gegeneinander aufgerechnet. Einspeisungen in ein Netz werden vom Bilanzkreisverantwortlichen oder von den Lieferanten vorab geschätzt. Ausspeisungen wiederum stellen den tatsächlichen Verbrauch dar. Der Bilanzkreisverantwortliche bzw. der Lieferant ist verpflichtet, die Mengen für die Ein- und Ausspeisungen möglichst anzugleichen, um etwaige Differenzen gering zu halten. Entstehen dennoch Unterschiede in den Mengen, hat der Bilanzkreisnetzbetreiber die Pflicht, Ausgleichsenergie zur Verfügung zu stellen (Bundesnetzagentur 2008). Folgende Grafik veranschaulicht den Bedarf an Ausgleichsleistungen.

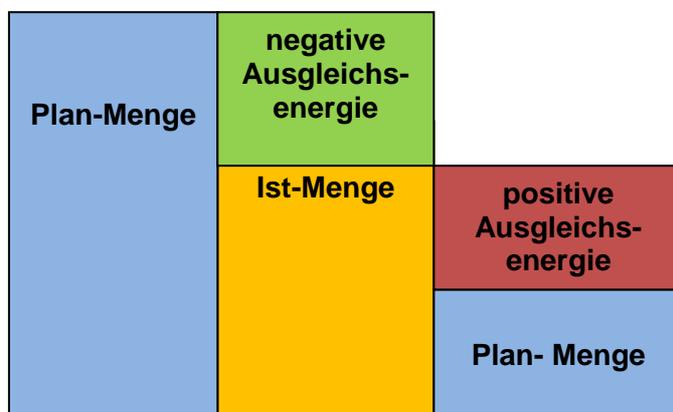


Abbildung 9: Darstellung Einsatz Ausgleichsenergie

Quelle: Eigene Darstellung

Je nachdem ob die Plan-Menge über oder unter der Ist-Menge liegt, verrechnet der Bilanzkreisnetzbetreiber positive oder negative Ausgleichsenergie (weitere Details siehe Kapitel Preisgestaltung).

Die Umstellung der stündlichen Bilanzierung zur Tagesbilanzierung hat vor allem zum Ziel, den Wettbewerb bei der Gaslieferung zu fördern. Dem Lieferanten wird

durch die Form der Tagesbilanzierung in erster Linie ermöglicht, die Versorgung der Endkunden einfacher zu gestalten und deren Gasverbrauch besser zu prognostizieren. Auch für Bilanzkreisverantwortliche wurde durch die Umstellung die Führung des Bilanzkreises erleichtert. Zuvor mussten Bilanzkreisverantwortliche jede Stunde die Ein- und Ausspeisungen im Ausgleich halten. Somit konnte es zu einem stündlichen Bedarf an Ausgleichsleistungen kommen. Mit der Neugestaltung durch GABi Gas haben nun Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche 24 Stunden Zeit, Einspeisungen und Ausspeisungen auszugleichen. Dies soll zu einem geringeren Bedarf an Ausgleichsleistungen führen als bei stündlichen Anpassungen (Bundesnetzagentur 2008).

Kurz zusammengefasst fördert die Tagesbilanzierung die Wettbewerbsposition des Lieferanten und erleichtert den Bilanzausgleich für die Bilanzkreisverantwortlichen. Ein- und Ausspeisungen können innerhalb eines Gastages ausgeglichen werden und erleichtern die Prognose des Verbrauchs der Endkunden, sowie deren Belieferung durch den Lieferanten. Das nächste Kapitel beschäftigt sich mit der zweiten Änderung durch GABi Gas.

### **2.3.2. Preisgestaltung**

GABi Gas regelt die Preisgestaltung für die benötigten Ausgleichsleistungen zwischen Ein- und Ausspeisungen, die sogenannte Ausgleichsenergie. Grundsätzlich wird zwischen negativer und positiver Ausgleichsenergie unterschieden, die unterschiedlich bepreist und abgerechnet wird. Es handelt sich um negative Ausgleichsenergie, wenn es zu einer Überspeisung kommt. Das bedeutet, dass mehr Gas ein- als ausgespeist wird. Im Zuge der Mengenzahlung nimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen im Falle einer Überspeisung die überschüssige Gasmenge ab. Im gegensätzlichen Fall der Unterspeisung - weniger Ein- als Ausspeisung - wird von positiver Ausgleichsenergie gesprochen. Hier stellt der Bilanzkreisnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen die Fehlmenge bei der Bilanzierung zur Verfügung (Bundesnetzagentur 2008).

Ziel der Bundesnetzagentur war es die Entgelte für Ausgleichleistungen so zu gestalten, dass sie hoch genug sind, um Bilanzkreisverantwortliche keinen Anreiz zu bie-

ten, die Ausgleichsenergie zur regulären Beschaffung von Gasmengen zu benutzen. Andererseits sollten die Preise niedrig genug sein, um den Markt zu öffnen und den Wettbewerb zu fördern (Bundesnetzagentur 2008).

Tritt der Fall ein, dass Ausgleichsleistungen benötigt werden, zahlt bzw. erhält der Bilanzkreisnetzbetreiber Entgelt für die benötigte Ausgleichsenergie. Dieses Entgelt basiert auf vier Referenzpreisen von vier Gasbörsen. Im Fall der Unterspeisung wird der zweithöchste Referenzpreis mit einem Faktor von 1,2 und im Fall der Überspeisung der zweitniedrigste Referenzpreis mit einem Faktor von 0,9 multipliziert (Bundesnetzagentur 2008). Um welche Referenzpreise es sich im Spezifischen handelt und wie die Berechnung im Detail funktioniert, wird ebenfalls im Kapitel des Ausgleichsenergiemarktes erläutert.

### **2.3.3. Stündliches Anreizsystem/Strukturierungsbeitrag**

Das stündliche Anreizsystem ist eine Ergänzung zur beschriebenen Tagesbilanzierung. Im Zuge des stündlichen Anreizsystems werden die Mengen an allen Ein- und Ausspeisepunkten eines Bilanzkreises pro Stunde aufsummiert. Kommt es hier zu Differenzen bei der Saldierung, muss der Bilanzkreisverantwortliche dem Bilanzkreisnetzbetreiber einen sogenannten Strukturierungsbeitrag zahlen. Der Anreiz für den Bilanzkreisverantwortlichen dabei ist, die Abweichungen möglichst gering zu halten, um zusätzliche Kosten in Form des Strukturierungsbeitrags zu vermeiden. Strukturierungsbeiträge stellen somit eine Art Disziplinarmaßnahme dar (Bundesnetzagentur 2011). Der Strukturierungsbeitrag ist unterschiedlich geregelt. Die Bilanzkreisnetzbetreiber können frei entscheiden, ob sie einen variablen oder fixen Beitrag verlangen (Bundesnetzagentur 2008). Durch das stündliche Anreizsystem soll erreicht werden, dass neben der Minimierung der Abweichungen pro Tag auch die stündlichen Differenzen innerhalb einer gewissen Grenze bleiben. Eine detaillierte Ausführung zur Berechnung des Strukturierungsbeitrags ist im Kapitel der Preisgestaltung durch GABi Gas ersichtlich.

In diesem Kapitel wurde das neu gestaltete Grundmodell für Ausgleichs- und Bilanzierungsleistungen erläutert. Ergänzend wird im folgenden Abschnitt das zweite geschaffene Modell der Bundesnetzagentur GeLi Gas aufgezeigt.

## **2.4. Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas)**

In diesem Kapitel wird die vereinheitlichte Regelung der Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel, kurz GeLi Gas, erläutert. Zuerst folgt eine kurze Erklärung des Modells der Bundesnetzagentur und anschließend wird ein Beispiel eines vereinheitlichten Prozesses zum besseren Verständnis angegeben.

### **2.4.1. GeLi Gas**

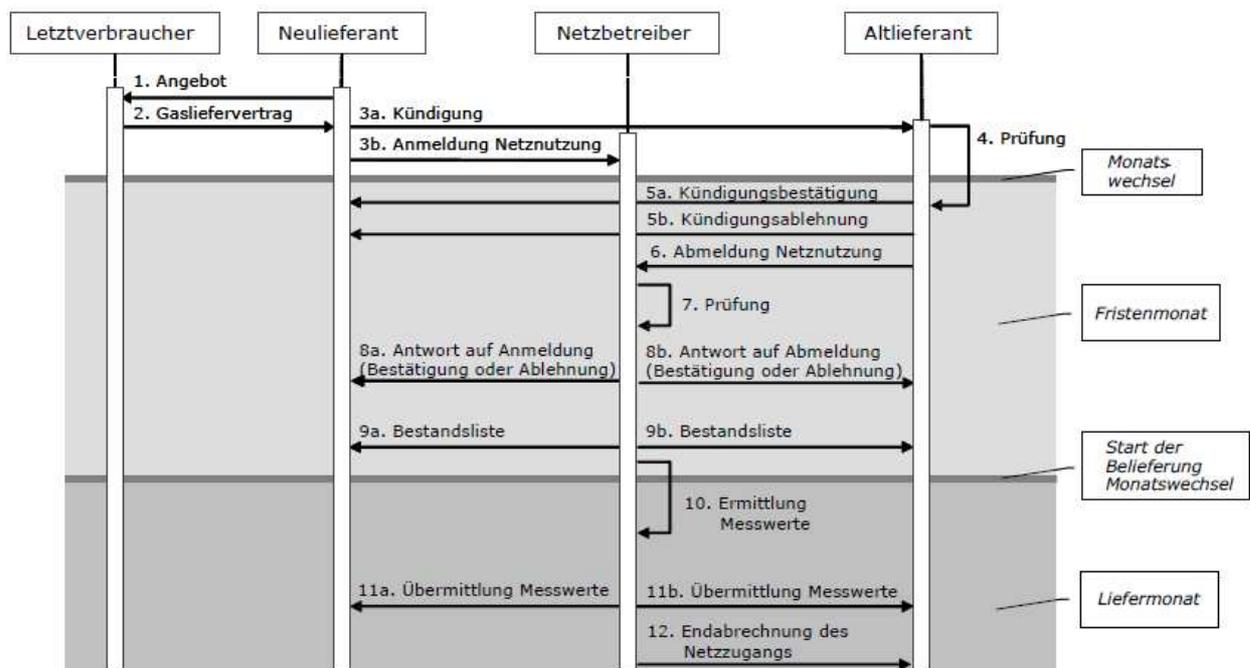
GeLi Gas ist ein Modell der Bundesnetzagentur, das neben GABi Gas zu einem liberalisierten Gasmarkt beitragen soll. Die Bundesnetzagentur fasste den Beschluss, Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel zu vereinheitlichen. Diese Prozesse stellen einen zentralen Punkt im Liberalisierungsprozess dar. Ziel ist es, im Zuge des freien Wettbewerbs den Lieferanten frei wählen zu können. Zusätzlich folgt eine Öffnung des Marktes für Lieferanten aus anderen Ländern, so dass der Endverbraucher auch grenzüberschreitend Gas beziehen kann. Neben den Geschäftsprozessen wurden auch die Datenformate angeglichen (BDEW 2010).

Die Vorgaben der Bundesnetzagentur sind rechtlich verbindlich und betreffen die Möglichkeit des Lieferantenwechsels sowie die Belieferung des Endkunden. Die Vorgaben beinhalten den Lieferantenwechsel an sich, Lieferende, Lieferbeginn, Grund- und Ersatzversorgung, Zählerstand- sowie Zählerwertübermittlung/Messwertübermittlung, Stammdatenänderung, Geschäftsdatenanfrage und Netznutzungsabrechnung (BDEW 2010). Dabei wurde als einheitliches Format zur Datenübertragung im Bilanzkreismanagement und zur Transportabwicklung das Datenformat EDIFACT festgelegt. Detailliertere Informationen sind unter [www.dgvw-sc.de](http://www.dgvw-sc.de) erhältlich. Im folgenden Abschnitt erfolgt die Darstellung und Erläuterung des Geschäftsprozesses „Lieferantenwechsel“.

## 2.4.2. Beschreibung Lieferantenwechsel

Grundsätzlich wechselt der Endkunde beim Prozess „Lieferantenwechsel“ seinen Lieferanten. Er beauftragt einen neuen Lieferanten mit der Gaslieferung. Im Zuge des Wechsels ist der Neulieferant dafür zuständig, den Altlieferant über den Wechsel zu informieren. Bei der Abmeldung kann es entweder dazu kommen, dass der alte Lieferant die Kündigung sofort zur Kenntnis nimmt und an den Netzbetreiber weiterleitet oder aber, er lehnt die Kündigung ab. Eine Kündigung des Liefervertrages kann abgelehnt werden, wenn die Kündigungsfrist oder die Mindestlaufzeit hinsichtlich des Gasliefervertrages nicht eingehalten wurde. Im Fall einer Ablehnung teilt der alte Lieferant dem Neuen mit, zu welchem Zeitpunkt der Vertrag ordnungsgemäß aufgekündigt werden kann. Beide Lieferanten müssen dem Netzbetreiber die jeweilige An- oder Abmeldung der Netznutzung mitteilen. (Bundesnetzagentur 2007).

Der Prozess „Lieferantenwechsel“ wird als Beispiel angeführt, um zu verstehen wie GeLi Gas mit Hilfe des Modells die einzelnen Schritte des Lieferantenwechsels aufschlüsselt und dadurch transparent macht. In der folgenden Abbildung werden die einzelnen Schritte schematisch dargestellt.



**Abbildung 10: Darstellung Lieferantenwechsel**

Quelle: Bundesnetzagentur: Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas)

Die Punkte 1 bis 12 werden folgend kurz erläutert (Bundesnetzagentur 2007):

- 1: Der neue Lieferant erstellt für den Letztverbraucher ein Angebot zur Gaslieferung.
- 2: Der Gasvertrag wird zwischen Lieferant und Letztverbraucher abgeschlossen.
- 3a: Der Gasvertrag beim Altlieferant wird im Auftrag des Letztverbrauchers vom neuen Lieferanten gekündigt.
- 3b: Die Netznutzung wird angemeldet und dem Netzbetreiber mitgeteilt.
- 4: Der Altlieferant prüft die Kündigung des Gaslieferungsvertrages.
- 5a: Der Altlieferant bestätigt die Kündigung beim neuen Lieferanten oder beim Letztverbraucher.
- 5b: Der Altlieferant weist die Kündigung zurück und verweist auf den nächstmöglichen Termin.
- 6: Der Altlieferant meldet die Netznutzung beim Netzbetreiber ab.
- 7: Der Netzbetreiber überprüft die Anmeldung.
- 8a: Der Netzbetreiber übermittelt die Antwort zur Anmeldung an den neuen Lieferanten. Wird abgelehnt, ist ein Grund anzugeben.
- 8b: Der Netzbetreiber bestätigt oder lehnt die Abmeldung beim Altlieferanten ab.
- 9a/b: Der Netzbetreiber versendet Bestandslisten an den Lieferanten.
- 10: Der Netzbetreiber ermittelt die Messwerte.
- 11a: Der Netzbetreiber übermittelt die Messwerte an den neuen Lieferanten.
- 11b: Der Netzbetreiber übermittelt die Messwerte an den Altlieferanten.
- 12: Die Endabrechnung zwischen Altlieferant und Netzbetreiber wird durchgeführt.

## ***2.5. Der Ausgleichs- und Regelenergiemarkt in Deutschland als Teilbereich des Erdgasmarktes***

Nach der Einführung in den deutschen Gasmarkt widmet sich dieses Kapitel speziell dem Bereich des Ausgleichs- und Regelenergiemarktes. Zuerst werden die beiden Begriffe Ausgleichs- und Regelenergie definiert. Anschließend wird die Berechnung der Preise bzw. der Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie erläutert. Ebenso werden die ersten Probleme und Erfolge bei der Umsetzung von GABi Gas im Bezug auf den Ausgleichsenergiemarkt sowie die ersten Adaptionen dazu aufgezeigt. Die Vorgehensweise in diesem Kapitel wird durch die folgende Grafik.



**Abbildung 11: Überblick Kapitel Ausgleichs- und Regelenergiemarkt**  
 Quelle: Eigene Darstellung

### 2.5.1. Ausgleichs- und Regelenergie

Am deutschen Gasmarkt wird zwischen Ausgleichs- und Regelenergie unterschieden. Der Unterschied ist jedoch nicht immer so eindeutig. Die Bundesnetzagentur sieht folgende Definitionen für Ausgleichs- und Regelenergie vor (Hewicker/Kesting 2008), die auch für diese Arbeit gültig sind.

**Ausgleichsenergie:** Unter Ausgleichsenergie wird die Differenz zwischen den kumulierten Ein- und Ausspeisemengen innerhalb eines Bilanzkreises gesehen. Dabei dient Ausgleichsenergie der bilanziellen Abrechnung eines Bilanzkreises. Das bedeutet, dass Ausgleichsenergie den Netznutzern in Rechnung gestellt, jedoch nicht tatsächlich geliefert wird. Es handelt sich somit um „virtuelles Gas“. Die Erfassung der Differenzmengen erfolgt pro Bilanzperiode, sprich pro Gastag.

**Regelenergie:** Im Gegensatz zu Ausgleichsenergie dient Regelenergie dem physischen Ausgleich und somit der Gewährleistung der Netzstabilität. Regelenergie ist das tatsächlich gelieferte Gas. Der Bedarf an Regelenergie resultiert, ebenso wie Ausgleichsenergie, aus der Gegenüberstellung der geplanten und der tatsächlich benötigten Gasmengen. Jedoch beziehen sich diese Mengen auf ein Marktgebiet. Zusätzlich wird zwischen interner und externer Regelenergie unterschieden. Interne Regelenergie ergibt sich aus dem Einsatz von netzinternen Puffern und Speichermöglichkeiten der zuständigen Netzbetreiber. Im Gegensatz dazu ist externe Regelenergie vom Lieferanten oder anderen Marktteilnehmern zur Verfügung gestelltes Gas. Quellen für externe Regelenergie sind vor allem externe Gasspeicher.

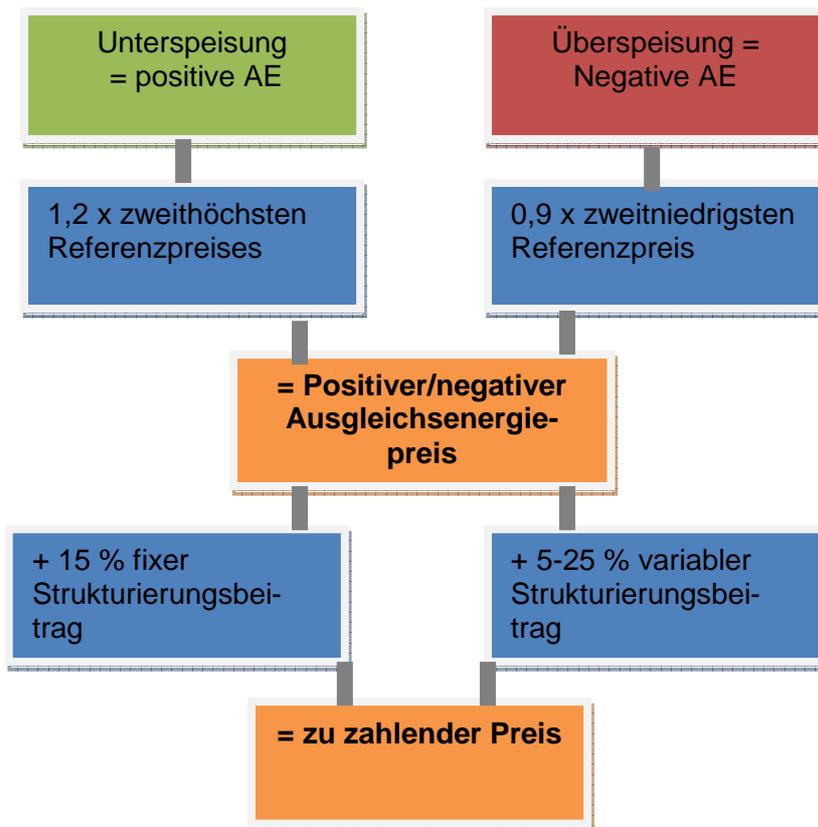
Prinzipiell liegt der Unterschied zwischen Ausgleichs- und Regelenergie einerseits an der Bezugsgröße (Bilanzkreis bzw. Marktgebiet). Andererseits dient Ausgleichsenergie

gie dem bilanziellen und Regelenergie dem physischen Mengenausgleich. Ausgleichsenergie wird in Rechnung gestellt und Regelenergie tatsächlich geliefert. Im Zuge des Einsatzes von Regelenergie hat die Bundesnetzagentur in einem Gutachten darauf hingewiesen, dass der physische Ausgleich pro Bilanzkreis nicht wirtschaftlich sei. Durch den Bezug der Regelenergie auf das gesamte Marktgebiet ergibt sich häufig eine geringere mengenmäßige Abweichung als pro Bilanzkreis im Falle der Ausgleichsenergie. Außerdem kann so der interne Einsatz der Ausgleichsleistungen erhöht werden und die Netzstabilität bleibt bestehen (Hewicker/Kesting 2008).

Die Aufgaben hinsichtlich der Planung und des Einsatzes von Regelenergie sind zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Bilanzkreisnetzbetreiber getrennt. In Bezug auf die Planung muss der Bilanzkreisverantwortliche möglichst genaue Prognosen der Ein- und Ausspeisungen erstellen, um die Abweichungen gering zu halten. Jedoch ist der Bilanzkreisverantwortliche nicht für den physischen Ausgleich zuständig. Im Gegensatz dazu setzt der Bilanzkreisnetzbetreiber für nicht vermeidbare Abweichungen zentral pro Marktgebiet Regelenergie ein. Die individuelle Position eines Bilanzkreises wird dabei nicht berücksichtigt, sondern die aggregierten Abweichungen (Hewicker/Kesting 2007). Nach erfolgter Definition der Begriffe Ausgleichs- und Regelenergie, widmen sich die folgenden Abschnitte der Berechnung der Preise für Ausgleichsenergie und dem Ausschreibungsverfahren für Regelenergie.

### **2.5.2. Preisgestaltung der Ausgleichsenergie durch GABi Gas**

Die Preisgestaltung der Ausgleichsenergie wurde bereits im Kapitel GABi Gas kurz erläutert und soll in diesem Kapitel präzisiert werden. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass es einen positiven und einen negativen Ausgleichsenergiepreis gibt. Die Begriffsdefinition unterscheidet sich dadurch, ob es sich um eine Unter- oder um eine Überspeisung von Gasmengen handelt. Folgendes Berechnungsschema zeigt die Vorgehensweise bei der Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie auf.



**Abbildung 12: Schema der Preisberechnung für Ausgleichsenergie**  
Quelle: Eigene Darstellung

Wie anhand der Grafik zu erkennen ist, sieht GABi Gas ein zweistufiges Berechnungsschema vor. Im ersten Schritt wird Ausgleichsenergie verrechnet, wenn sich die täglichen Ein- und Auspeisungen unterscheiden. Im Falle von zusätzlichen stündlichen Abweichungen, die über einer gewissen Toleranzgrenze liegen, ist auf Basis des Ausgleichsenergiepreises der Strukturierungsbeitrag zu bilden.

Im ersten Schritt des Berechnungsschemas wird bei einer Unterspeisung positive Ausgleichsenergie verrechnet. Diese ergibt sich aus der Multiplikation des zweithöchsten Referenzpreises mit dem Faktor 1,2. Im Gegensatz dazu wird die negative Ausgleichsenergie (=Überspeisung) durch den Faktor 0,9 des zweitniedrigsten Referenzpreises berechnet. Als Referenzpreise dienen folgende Spotmarkthandelspreise: Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, Zeebrugge Hub (ZEE) in Belgien, Net Connect Germany virtueller Handlungspunkt (NCG) und virtueller Handlungspunkt von Gaspool (GPL) in Deutschland (Bundesnetzagentur 2011). Die Referenzpreise werden einmal pro Tag veröffentlicht und in €/ct/kWh angegeben.

Im zweiten Schritt dienen als Ergänzung die Strukturierungsbeiträge als stündliches Anreizsystem. Im Fall, dass die Ein- und Ausspeisungen pro Stunde des Gastages voneinander abweichen, muss wie bereits im Kapitel zum stündlichen Anreizsystem erwähnt wurde der Bilanzkreisverantwortliche dem Bilanzkreisnetzbetreiber einen Strukturierungsbeitrag, der in €/MWh angegeben wird, bezahlen. Der Strukturierungsbeitrag kann wahlweise ein fixer und flexibler Prozentsatz sein, der auf Basis des positiven oder negativen Ausgleichsenergiepreises berechnet wird. Der fixe Strukturierungsbeitrag beträgt 15 % des positiven/negativen Ausgleichsenergiepreises. Der variable Prozentsatz bewegt sich zwischen 5 % und 25 %. Die Bilanzkreisnetzbetreiber können sich frei für einen fixen oder variablen Strukturierungsbeitrag entscheiden. Aktuell werden in zwei Marktgebieten (Gaspool und Aequamus) variable Strukturierungsbeiträge eingesetzt. Die Bilanzkreisnetzbetreiber verlangen in diesen Marktgebieten höhere Beiträge für Überspeisungen zu Tageszeiten, wo es gewohnheitsgemäß zu vermehrten Über- als Unterspeisungen kommt und vice versa. Damit wird jenes Verhalten stärker bepreist, dass zu einem stärkeren Ungleichgewicht im Bilanzkreis führt (Bundesnetzagentur 2011).

Ergänzend ist zu erwähnen, dass nur für leistungsgemessene Kunden und nicht für Standardlastprofilkunden die Beiträge erhoben werden. Mittels der angewandten Lastenprofile wird nur der Bedarf pro Tag ermittelt, stündliche Abweichungen finden keine Berücksichtigung. Der Strukturierungsbeitrag für leistungsgemessene Kunden ohne Tagesband wird lediglich erhoben, wenn die Abweichungen eine Toleranzgrenze von plus/minus 2 % über- bzw. untersteigt. Bei den leistungsgemessenen Kunden mit Tagesband liegt der Toleranzbereich bei 15 % (Bundesnetzagentur 2011).

Strukturierungsbeiträge sind eine Art Disziplinarmaßnahme (Bundesnetzagentur 2011). Diese Disziplinarmaßnahmen werden gesetzt um Arbitrage von Seiten der Händler einzudämmen und um erhöhte Kosten der externen Regelenergiebeschaffung von Seiten der Bilanzkreisnetzbetreiber zu vermeiden. Durch die stündlichen Strukturierungsbeiträge sollen Händler dazu angehalten werden, Einspeisungen nicht nur über den Tag, sondern auch stündlich anzupassen. Da festgestellt wurde, dass Händler bzw. Lieferanten die Bezahlung stündlicher Strukturierungsbeiträge in Kauf nehmen, um parallel dazu Gasmengen als externe Regelenergie verkaufen. Mit dieser Vorgehensweise können Lieferanten einen Arbitragegewinn erwirtschaften.

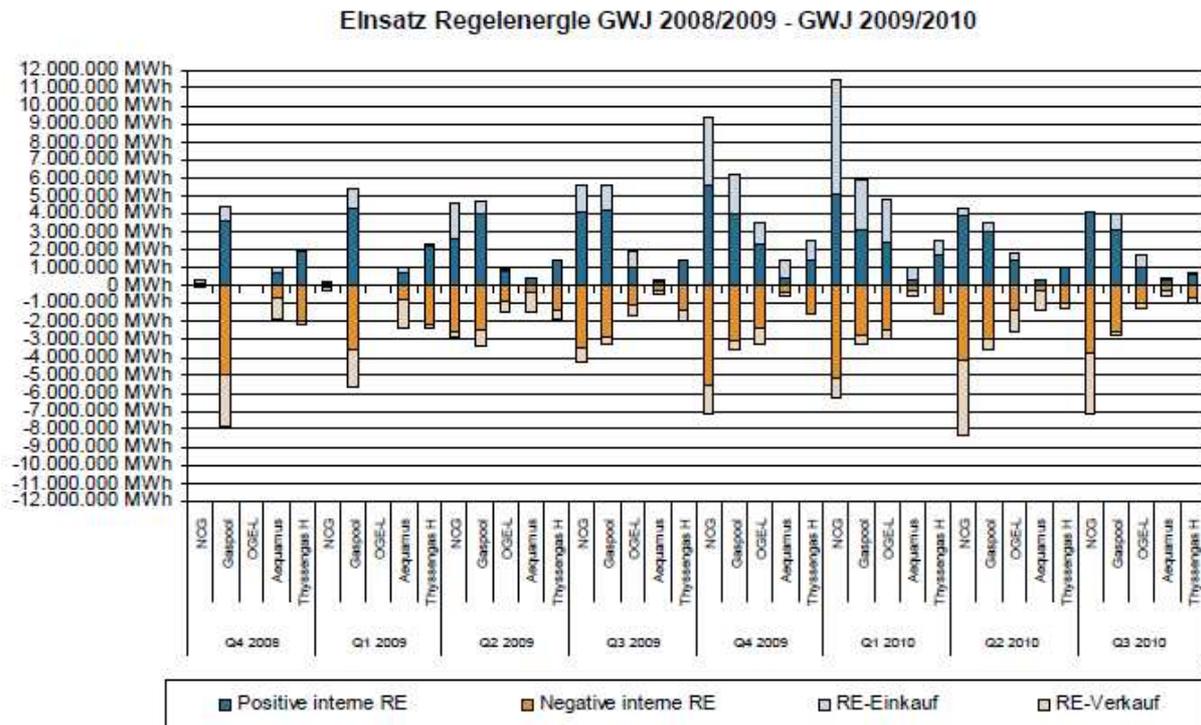
Bei einer großen Anzahl an Lieferanten ist die Erzielung einer Arbitrage kaum mehr möglich. Bilanzkreisnetzbetreiber wiederum sind verantwortlich für die Beschaffung der Regelenergie. Mangelt es an interner Regelenergie, muss externe gekauft werden. Dies verursacht zusätzliche Kosten, die durch einen geringeren Bedarf an Regelenergie vermieden werden können (Bandulet/Fuchs 2009). Ergänzend ist anzuführen, dass durch zu große Abweichungen der Ein- und Ausspeisungen der Gas-mengen eine Gefährdung der Netzstabilität gegeben ist. Das folgende Kapitel widmet sich der Beschaffung und Kostenseite von Regelenergie.

### **2.5.3. Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung von Regelenergie**

Nach erfolgter Darstellung des Berechnungsschemas für Ausgleichsenergie, vorgegeben durch GABi Gas, betrachtet dieses Kapitel die Beschaffung und die damit verbundenen Kosten für Regelenergie. Im Gegensatz zur Verrechnung von Ausgleichsenergie, folgt die Bepreisung von Regelenergie keinem bestimmten Schema. Ob Kosten im Zuge der Regelenergiebeschaffung für den Bilanzkreisnetzbetreiber entstehen, hängt davon ab, ob die Beschaffung intern oder extern erfolgt. Interne Regelenergie stammt aus netzinternen Energiequellen und ist somit nicht zu bezahlen. Externe Regelenergie muss von externen Quellen bezogen werden und stellt einen Kostenpunkt dar. (Bandulet/Fuchs 2009).

Die Handhabung und Bepreisung der externen Regelenergie ist unterschiedlich in den verschiedenen Marktgebieten geregelt. Der Preis kommt grundsätzlich auf Basis der Nachfrage der Bilanzkreisnetzbetreiber und des Angebots der (Regelenergie-) Lieferanten zustande. Zuerst wird der Bedarf an Regelenergie mittels Ausschreibung von den Bilanzkreisnetzbetreibern veröffentlicht. Anschließend geben die Lieferanten ihre Angebote ab. Dabei werden zwei Stufen unterschieden. Einerseits beschaffen die Bilanzkreisnetzbetreiber Gas auf langfristiger Basis, andererseits bestellen die Lieferanten Gas auf Abruf (Bandulet/Fuchs 2009).

Die folgende Grafik zeigt den quartalsweisen Einsatz interner bzw. externer Regelenergie in den einzelnen Marktgebieten.



**Abbildung 13: Einsatz Regelenergie 4/2008-3/2010**

Quelle: Bundesnetzagentur: BerichtAusgleichs- und Regelenergiesystem Gas

Die Abbildung zeigt, dass der höchste Regelenergieeinsatz in den Marktgebieten Gaspool und Net Connect Germany und der niedrigste im Marktgebiet Aequamus besteht. Der geringe Einsatz interner Regelenergie von Aequamus liegt an den geringen Speichermöglichkeiten in diesem Marktgebiet (Bundesnetzagentur 2011). Generell ist in allen Marktgebieten der Einsatz positiver bzw. negativer Regelenergie relativ ausgeglichen. Der Regelenergieeinsatz aus internen Speichermöglichkeiten überwiegt gegenüber dem Bezug aus externen Regelenergiequellen. Der Vergleich der einzelnen Gaswirtschaftsjahre ist hier nur beschränkt möglich, da nur das Jahr 2009 vollständig angeführt ist. In diesem Jahr lässt sich erkennen, dass der höchste Regelenergieeinsatz im vierten Quartal stattfand.

Detaillierte Regelungen über Preise und Leistungen unterscheiden sich in den einzelnen Marktgebieten (Bandulet/Fuchs 2009) und werden in dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt. Im nächsten Abschnitt werden die ersten Erfolge, Probleme und Änderungen aufgezeigt, die sich seit der Einführung von GABi Gas im Jahr 2008 ergaben.

#### **2.5.4. Veränderungen seit Einführung von GABi Gas (Erfolge – Probleme – Ergänzungen)**

Durch die Einführung des neuen Grundmodells für Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln wurden einerseits erste Erfolge am Gasmarkt hinsichtlich des Wettbewerbs erzielt und andererseits erste Probleme und Verbesserungsmöglichkeiten in Bezug auf die Preisgestaltung und Bedarfsentwicklung der Ausgleichsenergie entdeckt. Die folgenden Punkte führen die ersten Erfolge, die entstandenen Probleme, sowie die ersten durchgeführten Veränderungen an.

##### **Erfolge**

Zu den Erfolgen zählt vor allem die verbesserte Wettbewerbssituation. Lieferanten und Gashändler konnten ihr Belieferungsgebiet ausweiten. Weiteres erhöhte sich die Gesamtanzahl der Lieferanten am Gasmarkt. Vor allem Haushaltskunden können zunehmend zwischen einer größeren Anzahl an Lieferanten wählen. Laut der Bundesnetzagentur ist es aufgrund der erhöhten Wettbewerbssituation zu günstigeren Gas-Bezugspreisen für Haushaltskunden gekommen (Bundesnetzagentur 2011).

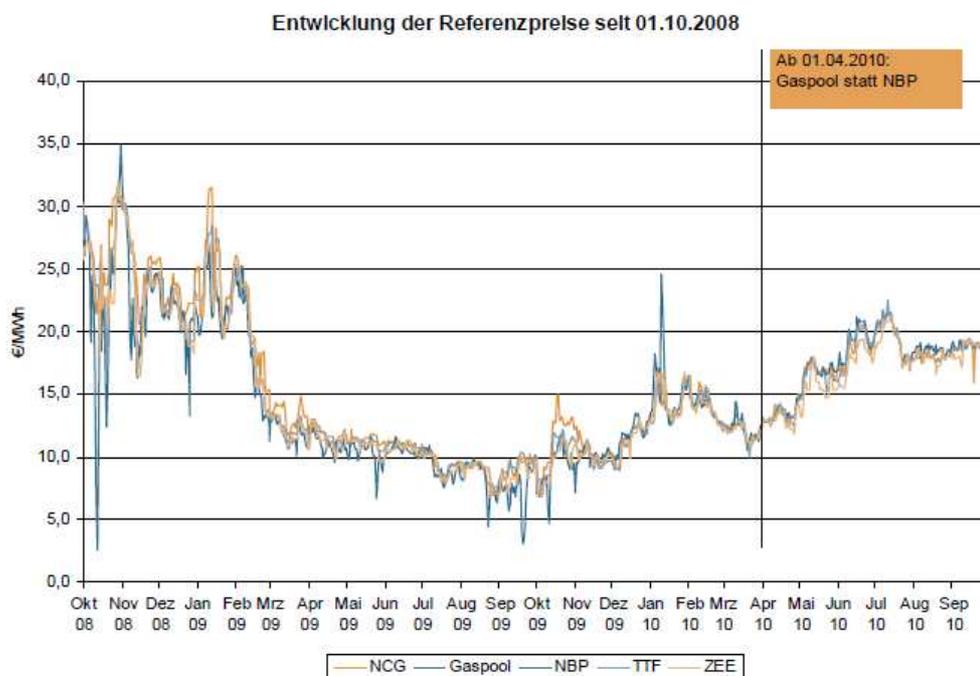
##### **Probleme und durchgeführte Ergänzungen**

Probleme und Verbesserungsmöglichkeiten wurden einerseits im Bereich der Planung für ein- und ausgespeisten Gasmengen entdeckt und andererseits bei der Preisgestaltung der Ausgleichsenergie. Im Bezug auf die Gasmengen ist es seit der Einführung von GABi Gas zu erhöhten Abweichungen gekommen. Das eigentliche Problem dabei ist das erhöhte Kostenrisiko für den Bilanzkreisverantwortlichen bzw. für den Ausspeisenetzbetreiber (Bundesnetzagentur 2010).

Als Gründe für die höheren Abweichungen werden verschiedene Ursachen angenommen. Einerseits liegt die Verantwortung dafür bei den Ausspeisenetzbetreiber und den Bilanzkreisverantwortlichen, die zu geringe Gasmengen nominieren. Außerdem entstehen Fehlprognosen aufgrund von falsch ermittelten Lastenprofilen der Endkunden. Die bisher eingeführten Anreizmechanismen bzw. Disziplinarmaßnahmen (zB der Strukturierungsbeitrag) bewirkten bisher keine Reduktion des Regelenergiebedarfs (BDEW 2010/Bundesnetzagentur 2010). Um die Abweichungen zu reduzieren, wird als vorläufiger Lösungsansatz der Bilanzkreisverantwortliche neben

dem Bilanzkreis- und Ausspeisenetzbetreiber stärker in die Datenermittlung und – übermittlung eingebunden. Das bedeutet, dass der Ausspeisenetzbetreiber dafür zu sorgen hat, dem Bilanzkreisnetzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen die nominierten Mengen zu übermitteln, um mögliche fehlerhaft prognostizierten Mengen frühzeitig zu erkennen (Bundesnetzagentur 2010).

Hinsichtlich der Preisgestaltung wurde festgestellt, dass einer der ursprünglichen Referenzpreise des Handelsplatzes - National Balancing Point (NBP) in Großbritannien - entweder stark unter oder über den anderen Referenzpreisen liegt. Der Bezug zum deutschen Markt scheint daher sehr gering zu sein (Bundesnetzagentur 2011). Die folgende Grafik zeigt dies relativ deutlich.



**Abbildung 14: Entwicklung der Referenzpreise**

Quelle: Bundesnetzagentur: Bericht Ausgleichs- und Regelenergiesystem

Aufgrund der Unterschiede des National Balancing Points zu den anderen Referenzpreisen ersetzte die Bundesnetzagentur im April 2010 den NBP durch den Referenzpreis des virtuellen Handelsplatzes Gaspool. Die Bundesnetzagentur behauptet, dass der Referenzpreis von Gaspool einen engeren Bezug zum deutschen Markt als der National Balancing Point hat (Bundesnetzagentur 2011). Bei der Grafik zur Entwicklung der Referenzpreise ist zu erkennen, dass seit April 2010 der Verlauf der vier Referenzpreise ziemlich parallel verläuft und die Abweichungen in beide Richtungen

bisher minimal sind. Jedoch ist der betrachtete Zeitraum ein halbes Jahr, so dass weitere Entwicklungen offen bleiben.

Weiteres Verbesserungspotential wurde bei der Preisgestaltung hinsichtlich der ursprünglichen Faktoren 1,1 für Unterspeisung und 0,9 für Überspeisung erkannt. So erhöhte die Bundesnetzagentur den Faktor für positive Ausgleichsenergie auf 1,2 (Bundesnetzagentur 2011). Die Erhöhung des Faktors wurde vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft deshalb vorgeschlagen, da es seit 2009 permanent zu Unterspeisungen in den Marktgebieten gekommen ist. Dies führte im Endeffekt dazu, dass der Bilanzkreisnetzbetreiber in hohen Mengen externe Regelenergie kaufen musste, was wiederum in zunehmende Liquiditätsprobleme endete (BDEW 2010). Durch die Ausweitung des asymmetrischen Preisschemas soll der regelmäßigen Unterspeisung und somit dem Bedarf an externer Regelenergie entgegengewirkt werden.

Auf die Preisentwicklung im Detail wird im Kapitel der Zeitreihenanalyse näher eingegangen. Dieses Kapitel widmete sich dem Bereich des Ausgleichsenergiemarktes. Dabei wurde der Unterschied zwischen Ausgleichs- und Regelenergie erläutert, sowie Erfolge, Probleme und Änderungen von GABi Gas aufgezeigt. Generell behandelte das erste Hauptkapitel die ausführliche Deskription des deutschen Gasmarktes mit dem Regelwerk, den Teilnehmern, den Marktgebieten, sowie den Systemen GABi und GeLi Gas und dem Teilbereich des Ausgleichsenergiemarktes. Nach dieser Aufschlüsselung wird im nächsten Hauptkapitel der deutsche dem österreichischen gegenübergestellt. Dabei sollen Gemeinsamkeiten und Unterschiede aufgezeigt werden.

### 3. Gegenüberstellung des deutschen zum österreichischen Gasmarkt

Das dritte Kapitel widmet sich den Unterschieden und Gemeinsamkeiten des österreichischen und deutschen Gasmarkts. Wie auf folgender Grafik zu erkennen ist, beginnt die Gegenüberstellung mit einem kurzen Exkurs über den österreichischen Gasmarkt. Anschließend werden die Unterschiede und Gemeinsamkeiten der Begrifflichkeiten, des Aufbaus und der Funktionsweise erläutert, wobei der Fokus auf den Bereich der Ausgleichsleistungen bzw. Ausgleichsenergie liegt.

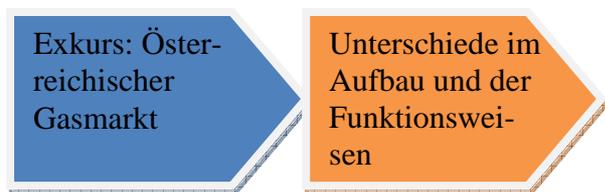
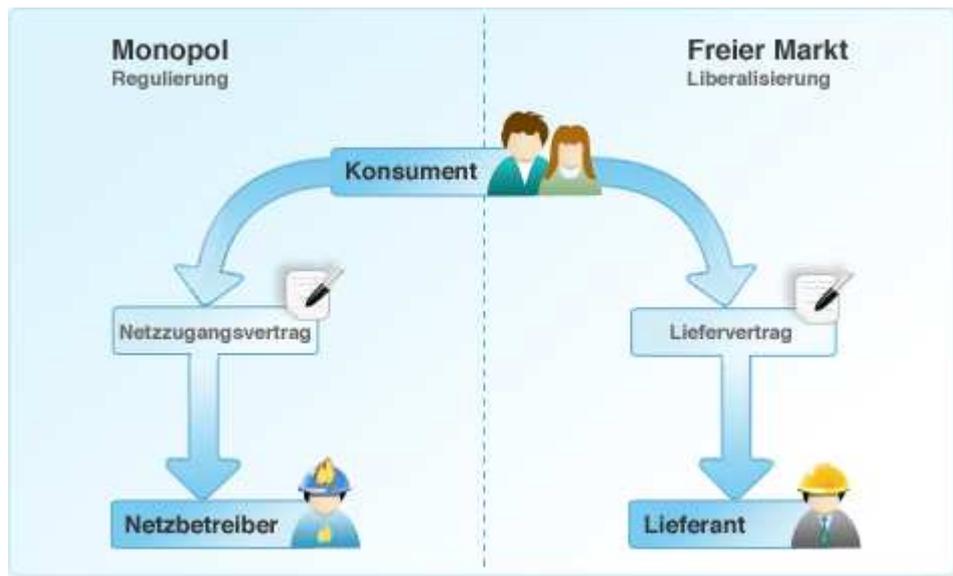


Abbildung 15: Überblick Gliederung Unterschiede zwischen Ö und D  
Quelle: Eigene Darstellung

#### 3.1. *Exkurs: Österreichischer Gasmarkt*

Der Gasmarkt in Österreich wurde bereits im Jahr 2002 liberalisiert und die Regelungen im Gaswirtschaftsgesetz aus dem Jahr 2001 verankert. Die wichtigste Änderung dabei ist die Möglichkeit des Endkunden den Gaslieferanten frei auszuwählen. Zu den drei wichtigsten Akteuren am österreichischen Gasmarkt zählen neben Endkunden und Lieferanten die Netzbetreiber. Im Gegensatz zu den Lieferanten können die Netzbetreiber nicht frei gewählt werden und stehen somit nicht in Konkurrenz zueinander (E-Control 2009). Welcher Netzbetreiber für welchen Endkunden verantwortlich ist, hängt vom Wohnsitz bzw. Firmensitz ab. Die folgende Grafik soll das Beziehungsgeflecht der drei Akteure darstellen:



**Abbildung 16: Der regulierte und liberalisierte Teil des österreichischen Gasmarkts**  
 Quelle: E-Control: Liberalisierung und Monopol

Die Grafik zeigt den regulierten und freien Teil des österreichischen Gasmarkts. Reguliert wird der Gasmarkt durch die Regulierungsbehörde E-Control, welche sowohl die Aufsicht für die Lieferanten als auch für die Netzbetreiber hat (E-Control 2009).

### **Einführung in das „Bilanzgruppenmodell“**

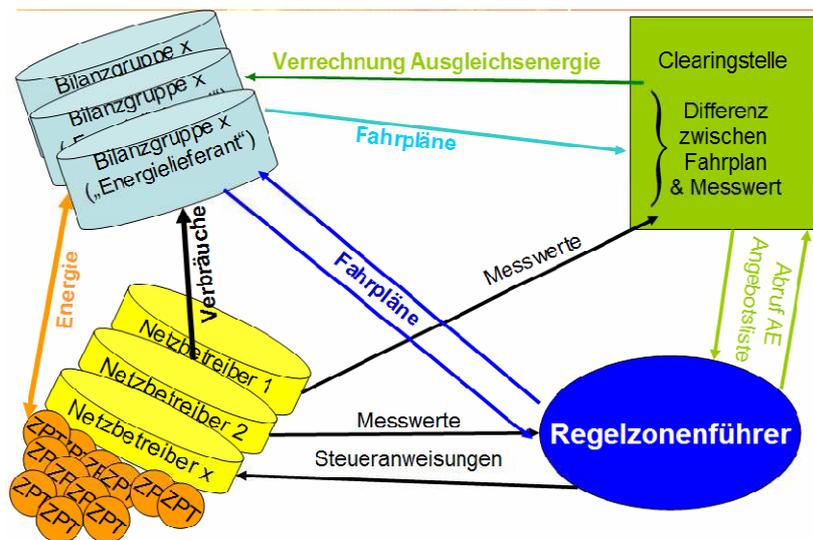
In Österreich ist das „Bilanzgruppenmodell“ vorherrschend, das im Laufe der Liberalisierung des Gasmarkts eingeführt wurde. Zu einer Bilanzgruppe zählen jeweils Versorger, Erdgashändler und Endverbraucher, die zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst sind. Pro Gruppe erfolgt der Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe von Erdgas. Dabei gehört jeder Netzbenutzer, der am österreichischen Gasnetz angeschlossen ist, davon versorgt oder eingespeist wird, einer Bilanzgruppe an oder muss selbst eine bilden. Zuständig für eine Bilanzgruppe ist der Bilanzgruppeverantwortliche (E-Control 2009). Neben der Trennung von Handel/Vertrieb und dem Netzbetrieb soll das Bilanzgruppenmodell die Bilanzierung der ein- und ausgespeisten Gasmengen sicherstellen, Ausgleichsenergie zur Verfügung stellen, um damit mögliche Abweichungen von tatsächlicher und prognostizierter Menge abzudecken, und schließlich ein System zur Abrechnung der Ausgleichsenergie und sonstigen Dienstleistungen errichten (AGCS 2007).

## Regelzonen und Akteure des „Bilanzgruppenmodells“

Der österreichische Gasmarkt ist in drei Regelzonen unterteilt – Vorarlberg, Tirol und Ost (Deschkan). Zu den Marktteilnehmern im Bilanzgruppenmodell zählen neben den bereits erwähnten Bilanzgruppenverantwortlichen, der Netzbetreiber, der Regelzonenführer und der Bilanzgruppenkoordinator. Der Bilanzgruppenverantwortliche vertritt die jeweilige Bilanzgruppe. Unter Netzbetreiber werden die Betreiber von Fern- und Verteilernetzen subsumiert. Für das Balancing der Regelzone ist der Regelzonenführer zuständig und Bilanzgruppenkoordinatoren sind Betreiber von Verrechnungsstellen an denen die Ausgleichsenergie sowie der Preis für diese ermittelt und die Bilanzgruppe in organisatorischer und abrechnungstechnischer Hinsicht verwaltet wird (AGCS 2007).

Für die Berechnung erhalten die Bilanzgruppenkoordinatoren alle Fahrpläne betreffend Import, Export, Produktion, Speicherbewegungen und Handelsgeschäfte von den Bilanzgruppenverantwortlichen, sowie die Messwerte für Netzübergaben und die Verbrauchswerte aller Versorger durch die Netzbetreiber. Kurz gesagt, der Bilanzgruppenkoordinator verfügt über die gesamte Datenbasis und im Rahmen des monatlichen Clearings wird die Ausgleichsenergie dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. Als Beispiel für einen Bilanzgruppenkoordinator sowie für einen Regelzonenführer jeweils für die Zone Ost sind die AGCS (Gas Clearing & Settlement), die einen Art Handels- und Börsenplatz eingerichtet hat und AGGM (Austrian Gas Grid Management AG), die durch Ein- und Ausspeisungen die Netzstabilität gewährleistet (E-Control 2009).

Folgende Grafik veranschaulicht das Zusammenspiel der einzelnen Marktteilnehmer:



**Abbildung 17: Zusammenspiel der Marktteilnehmer am Österreichischen Markt**  
 Quelle: Deschkan, Peter: Businessplan Wien Energie Speicher GmbH 2008-2011

Hier ist zu erkennen, dass der Netzbetreiber Messwerte sowohl an die Clearingstelle (sprich dem Bilanzgruppenkoordinator), als auch an den Regelzonenführer liefert und somit eine zentrale Funktion einnimmt. Ein Austausch der Fahrpläne findet zwischen dem Bilanzgruppenverantwortlichen und dem Regelzonenführer statt. Die Fahrpläne werden von Seiten der Bilanzgruppenverantwortlichen auch an die Clearingstelle weitergeleitet und sie erhalten wiederum die verrechnete Ausgleichsenergie. ZPT steht in der Grafik für den Verbrauch der Endkunden.

### 3.2. Vergleich Aufbau des Ausgleichsenergiemarktes

Die Organisation des Ausgleichsenergiemarktes erfolgt in Deutschland durch das Bilanzkreismanagement und in Österreich durch das Bilanzgruppenmodell. Das Management der Bilanzkreise erfolgt durch die Kooperation der beteiligten Ausspeise-, Einspeise- und Bilanzkreisnetzbetreiber. Innerhalb eines Marktgebietes bildet sich ein Bilanzkreis um einen Bilanzkreisnetzbetreiber, der für die Abwicklung eines Bilanzkreises zuständig ist. Die Bilanzkreisverantwortlichen wiederum übernehmen die Führung der Bilanzkreise (BDEW 2008). Die Bilanzgruppe in Österreich wird von dem Bilanzgruppenverantwortlichen vertreten und stellt eine virtuelle Gruppe bestehend aus Händler und Lieferanten dar. Ziel des Bilanzgruppenmodells ist die Trennung von Handel und Vertrieb vom Netzbetrieb (AGCS 2007). Nun sollen einerseits

die Unterschiede der Marktteilnehmer sowie ihre Funktionen und andererseits die Einteilung der Teilmärkte aufgezeigt werden.

### **3.2.1. Marktgebiete vs. Regelzonen**

Nach dem Gaswirtschaftsgesetz § 12 ist, wie bereits im Exkurs erwähnt, Österreich in die drei Regelzonen Ost, Tirol und Vorarlberg unterteilt, wobei die Regelzone Ost sämtliche Bundesländer außer Tirol und Vorarlberg umfasst. Pro Regelzone gibt es einen Regelzonenführer, der für die Zone Ost die AGGM, für die Zone Tirol die TI-WAG-Netz AG und für Vorarlberg die VKW-Netz AG ist (E-Control 2009). Zuständig ist der Regelzonenführer in Österreich für die Verwaltung existierender Transportkapazitäten im Leitungsnetz durch das Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, die Gasflusssteuerung, die Erstellung langfristiger Planungen für das Erdgasfernleitungsnetz und das Krisenmanagement in Engpasssituationen (AGGM).

In Deutschland wiederum erfolgt keine Zerlegung in Regelzonen, sondern in Marktgebiete. Im Jahr 2010 gibt es noch sechs Marktgebiete, die aber langfristig auf zwei reduziert werden sollen. Marktgebiete werden von den jeweiligen Vertragspartnern festgelegt. Zuständig für die jeweiligen Gebiete sind die Netzbetreiber, die jeweils hinter den Marktgebieten stecken. Im Kapitel Marktgebiete wurden diese bereits ausführlich behandelt.

Zwei Hauptunterschiede lassen sich neben den unterschiedlichen Bezeichnungen erkennen. Die Anzahl der Marktgebiete gegenüber den Regelzonen ist auffällig, da in Deutschland sowohl die Fläche als auch die Einwohnerzahl jener in Österreich übertrifft. Somit wird eine sehr starke Konzentration in Deutschland erreicht. In Österreich sind die Regelzonen klar regional gegliedert. In Deutschland wiederum beziehen sich die Bezeichnungen der Marktgebiete auf die dahinterstehenden Netzbetreiber und nicht auf die regionale Verortung. Die eigenständige Rolle des Regelzonenführers neben dem Netzbetreiber existiert in Deutschland nicht.

### **3.2.1. Bundesnetzagentur vs. E-Control**

Die Bundesnetzagentur in Deutschland und die E-Control in Österreich sind die Regulierungsbehörden für den Gasmarkt im jeweiligen Land. In Deutschland ist die Bundesnetzagentur für die Schaffung und Erhaltung eines gut funktionierenden Wettbewerbs der Versorgungsnetze sowie der vor- und nachgelagerten Märkte zuständig. Ähnlich dazu stellt E-Control die Spielregeln für die Marktteilnehmer auf und überprüft diese. Dazu zählen die Marktregeln für den Wettbewerb und die Festsetzung und Regulierung der Netztarife. Obwohl der Bund 100 % Anteilseigner ist, arbeitet E-Control politisch und finanziell unabhängig. Unterstellt ist die Behörde dem Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend. Die Bundesnetzagentur wiederum deklariert sich als selbstständige Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Genaue Regelungen befinden sich für Deutschland im Energiewirtschaftsgesetz und für Österreich im Energie-Regulierungsbehördengesetz (Bundesnetzagentur 2005/E-Control 2008).

Bezüglich ihrer Aufgaben versuchen sowohl die Bundesnetzagentur als auch E-Control die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Wettbewerb zu beaufsichtigen. Die Bundesnetzagentur überprüft einerseits die erhobenen Netznutzungsentgelte und genehmigt auf der anderen Seite die Netzentgelte für die Durchleitung von Strom und Gas, kontrolliert jedoch nicht die verlangten Preise an den Endverbraucher. In Österreich werden die Endkundenpreise von der Regulierungsbehörde E-Control überprüft. Dies übernehmen in Deutschland eigens dafür vorgesehenen Bundes- bzw. Landeskartellbehörden. Neben der Überprüfung der Endkundenpreise und der Regulierung der Netztarife obliegt E-Control die Festsetzung der Rahmenbedingungen. Im Zuge der Marktaufsicht muss die Behörde Wettbewerbsverstöße verfolgen und gegebenenfalls beenden und zusätzlich die Marktentwicklung beobachten und analysieren. Ergänzend fallen in den Zuständigkeitsbereich das Veröffentlichliche von Energiepreisvergleichen und die Beobachtung der Entflechtung von Netzbetrieb und anderen Geschäftsfeldern sowie die Aufsicht der anderen Marktteilnehmer (Bilanzgruppenverantwortlichen, Bilanzgruppenkoordinator und Regelzonenführer). Im Falle von Streitigkeiten fungiert E-Control als Schlichtungsstelle. (Bundesnetzagentur 2005/E-Control 2008). Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Regulierungsbehörden sowohl in Deutschland als auch in Österreich Rahmenbedin-

gungen aufstellen und bis zu einem gewissen Grad kontrollieren, um die Liberalisierung und somit den Wettbewerb des Gasmarktes zu forcieren.

### **3.2.2. Verwaltung Ausgleichsenergie**

Vorab ist zu erwähnen, dass in Österreich der Unterschied zwischen Ausgleichs- und Regelenergie anders definiert ist wie in Deutschland (siehe Kapitel Ausgleichs- und Regelenergie). In Österreich wird prinzipiell Ausgleichsenergie als Differenzmenge zwischen Aufbringung und Abgabe von Gas je Stunde innerhalb einer Bilanzgruppe definiert. Dabei kann Ausgleichsenergie tatsächlich oder rechnerisch erfasst werden. Regelenergie wiederum dient dem kurzzeitigen Druckausgleich innerhalb einer Stunde (AGCS 2010). Somit kann daraus geschlossen werden, dass Ausgleichsenergie und Regelenergie in Österreich gleichzusetzen sind mit externer und interner Regelenergie in Deutschland. Die bilanztechnische Größe der Ausgleichsenergie in Deutschland gibt es in Österreich nicht.

Betreffend der Zuständigkeit für Ausgleichsenergie lässt sich ein großer Unterschied feststellen. In Österreich berechnet der Bilanzgruppenkoordinator einerseits den Bedarf an Ausgleichsenergie und der Regelzonenführer andererseits setzt die benötigte Energie ein. In Deutschland übernimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber den Regelenergieeinsatz und der Bilanzkreisverantwortliche berechnet den Gasbedarf inklusive benötigter Ausgleichsleistungen. Für jede Regelzone ist in Österreich ein bestimmter Bilanzgruppenkoordinator zuständig. Das Unternehmen AGCS ist der Koordinator der Regelzone Ost und ermittelt als Verrechnungsstelle auf Basis der geplanten und tatsächlichen Netzeinspeisungen und –entnahmen die Ausgleichsenergie für alle Marktteilnehmer und organisiert einen wettbewerbsintensiven Ausgleichsenergiemarkt (AGCS 2007). Der Bilanzgruppenkoordinator kauft und verkauft als zentrale Verrechnungsstelle die benötigte Ausgleichsenergie. Für die derzeit sieben Marktteilnehmer in der Regelzone Ost implementierte AGCS einen Handelsplatz, der ähnlich einer Börse aufgebaut ist. Auf dem Handelsplatz bieten die Marktteilnehmer Ausgleichsenergie an (AGCS 2007).

Als Regelzonenführer für die Regelzone Ost ist AGGM, die Austrian Gas Grid Management AG, zuständig. Zu dem Aufgabenbereich des Regelzonenführers zählt die

Sicherstellung des ungehinderten Gasflusses und im Zuge dessen übernimmt er das Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, die Gasflusststeuerung, die langfristige Planung für das Erdgasfernleitungsnetz und das Krisenmanagement im Falle eines Engpasses. Zusätzlich setzt er im Falle, dass die Ausspeisungen die Einspeisungen innerhalb einer Regelzone übersteigen, Ausgleichsenergie ein. Diese benötigte Energie kauft der Regelzonenführer über den Ausgleichsenergiemarkt ein (AGGM). Für die Regelzone Ost ist AGCS für das Betreiben und Organisieren eines Handelsplatzes zuständig. Dort können diverse Marktteilnehmer ihre Angebote für den Ankauf oder Verkauf von Gasmengen abgeben. Aus diesen Angeboten ermittelt der Bilanzgruppenkoordinator die Merit Order List, die an den Regelzonenführer weitergeleitet wird (AGCS 2007).

In Deutschland wiederum sind die Bilanzkreisnetzbetreiber für die Verwaltung der Ausgleichsenergie verantwortlich. Die bekannteren Betreiber sind beispielsweise Gaspool oder Net Connect Germany. Laut Beschlusskammer der Bundesnetzagentur sind die Bilanzkreisnetzbetreiber dazu verpflichtet folgende Daten online zu veröffentlichen: die täglichen Ausgleichsenergiepreise inklusive der dazugehörigen Referenzpreise, Strukturierungsbeiträge und deren festgesetzte Höhe getrennt nach Unter- und Überspeisung, Informationen zu Preis und Menge der eingesetzten Regelenergie, den monatlichen Saldo des Kontos für die Ausgleichs- und Regelenergieumlage und eine Liste der Ausspeisenetzbetreiber, die die Daten nicht (fristgerecht) oder mangelhaft übermittelt haben (Bundesnetzagentur 2007). Weitere Aufgaben, die Gaspool übernimmt, sind im Kapitel der Preisentwicklung am Beispiel Gaspool nachzulesen. Net Connect Germany ist als weiterer Netzbetreiber ebenfalls für die Verwaltung der Ausgleichsenergie zuständig. Das Unternehmen betreibt Bilanzkreismanagement, organisiert ähnlich zu AGCS einen virtuellen Handelsplatz, stellt die erforderlichen Daten online zur Verfügung und übernimmt das Regelenergiemanagement (Net Connect Germany 2011).

Abgesehen von den divergierenden Zuständigkeiten für die Ausgleichsenergieverwaltung übernehmen einerseits der Bilanzgruppenkoordinator in Österreich und der Bilanzkreisnetzbetreiber in Deutschland ähnliche Aufgaben. Sie veröffentlichen die Preise für Ausgleichsenergie, betreiben einen virtuellen Handelsplatz und sind jeweils für eine Regelzone bzw. bestimmte Marktgebiete zuständig.

### **3.2.3. Weitere Unterschiede der Markttrollen**

Wie bereits gut erkennbar war, ist die Funktion der Netzbetreiber sehr unterschiedlich auf dem deutschen und dem österreichischen Gasmarkt. Fungiert in Österreich der Netzbetreiber lediglich als Betreiber der Fern- und Verteilernetz, der zusätzlich Messdaten an den Bilanzgruppenkoordinator und Regelzonenführer übermittelt, übernimmt der Bilanzkreisnetzbetreiber in Deutschland weit mehr Aufgaben. Er beschafft und plant den Einsatz der benötigten Regelenergie, ist verantwortlich für den virtuellen Handlungspunkt und rechnet Ausgleichsenergie ab.

In Österreich existieren zwei zusätzliche Teilnehmer am Ausgleichsenergiemarkt – der Bilanzgruppenkoordinator/die Clearingstelle und der Regelzonenführer. Die Aufgaben dieser beiden Teilnehmer werden in Deutschland grundsätzlich vom Bilanzkreisnetzbetreiber übernommen. Ein wesentlicher Unterschied im Bezug auf Bilanzkreisnetzbetreiber ist, dass Netzbetreiber in Österreich einen Kundenwechsel durchführen können im Gegensatz zu jenen in Deutschland.

### **3.2.4. Organisation des Lieferantenwechsels**

Sowohl in Deutschland als auch in Österreich ist der Prozess zum Lieferantenwechsel detailliert geregelt, um diesen transparent und einheitlich zu halten. Im Kapitel GeLi Gas wurde der Lieferantenwechsel am deutschen Gasmarkt erläutert. Im Folgenden soll kurz der Prozess zum Lieferantwechsel in Österreich dargestellt und anschließend Gemeinsamkeiten und Unterschiede herausgearbeitet werden.

Das Regelwerk zum Wechsel des Versorgers bzw. Lieferanten ist seit April 2011 in Österreich neu geregelt. Wesentlicher Bestandteil der Änderung war die Kürzung der Durchführung eines Wechsels innerhalb von drei Wochen. Der Kunde kann entweder den Versorgerwechsel selbst beantragen oder seinen zukünftigen Versorger/Lieferanten eine Vollmacht erteilen diesen durchzuführen. Die dazu benötigte Datenübermittlung wurde vereinheitlicht, im Falle dass ein Lieferant den Wechsel beim Netzbetreiber anmeldet. Wechselt der Kunde zu einem Lieferanten aus einer anderen Bilanzgruppe, wird auch er selbst dieser zugeordnet. Falls der bestehende Lieferant die Bilanzgruppe wechselt, werden auch dessen bestehende Kunden die-

ser Gruppe zugeteilt. Der alte Versorger muss die Kündigung bestätigen oder den nächstmöglichen Termin nennen. Er kann jedoch auch einen Einwand gegen die Kündigung erbringen, falls der alte Versorger der Meinung ist, dass das Vertragsverhältnis noch aufrecht ist. Tritt der Fall ein, dass der Versorger dem Kunden seinen Liefervertrag kündigt, muss er ihm acht Wochen Zeit geben, einen neuen Lieferanten zu beauftragen (E-Control 2011).

Grundsätzlich ist festzustellen, dass der Wechsel des Lieferanten sehr ähnlich in Deutschland und Österreich geregelt ist. Beide sind sehr detailliert aufgeschlüsselt. In beiden Ländern ist dem neuen Lieferanten eine Vollmacht zu erteilen, um den Lieferantenwechsel durchführen zu können. Der Fall, dass der Kunde direkt kündigt, ist bei GeLi Gas nicht explizit genannt. Zusätzlich sind bei GeLi Gas die Fristen pro Arbeitsschritt festgehalten und nicht als gesamte Dauer des Lieferantenwechsels. Der markanteste Unterschied bei der Regelung des Versorgerwechsels ist, dass in Deutschland der alte Lieferant die Fristgerechtigkeit und Möglichkeit des Wechsels prüft und in Österreich übernimmt diese Aufgabe der zuständige Netzbetreiber. In beiden Fällen jedoch teilt der alte Lieferant dem neuen Versorger und dem Netzbetreiber die Vertragskündigung mit. Zusammengefasst ist die Regelung bzw. Vereinheitlichung des Lieferantenwechsels in Österreich und Deutschland ähnlich aufgebaut.

Das dritte Kapitel widmete sich der Gegenüberstellung der Funktionsweise und Aufgabenverteilung der einzelnen Akteure des Gas- und Ausgleichsenergiemarktes der beiden Länder Deutschland und Österreich. Das folgende Kapitel beginnt zunächst mit dem Vergleich der Preisbildungs- und -entwicklung. Anschließend folgt die Analyse der Einflussfaktoren auf die Ausgleichspreisentwicklung, die Strukturanalyse des tatsächlichen Preisverlaufs und die Korrelationsermittlung des Preis- und Temperaturverlaufs.

## 4. Preisentwicklung und Zeitreihenanalyse



Abbildung 18 Überblick Kapitel Preisentwicklung und Zeitreihenanalyse  
Eigene Darstellung

Das Kapitel Preisentwicklung und Zeitreihenanalyse beschäftigt sich zunächst mit dem Vergleich der Preisentstehung und –entwicklung des Marktgebietes Gaspool in Deutschland und der Regelzone Ost in Österreich. Anschließend wird kurz theoretisch erläutert, was unter einer Zeitreihe und deren Analyse zu verstehen ist. Mögliche Einflussfaktoren auf die Ausgleichspreisentwicklung werden im folgenden Kapitel erörtert, wobei im Analyseteil der Fokus auf den Einflussfaktor Temperatur beschränkt wird. Abschließend folgt der praktische Analyseteil, in dem zunächst mithilfe des Programmes MATLAB und der Methode der kleinsten Fehlerquadrate die Funktion der Struktur der Ausgleichsenergiepreisentwicklung ermittelt wird. Zu guter Letzt erfolgt die Berechnung ob und in welchem Ausmaß die Ausgleichsenergie- und Referenzpreise mit dem Temperaturverlauf zusammenhängen mittels der KORREL-Funktion des Programmes EXCEL. Der Zweck der Korrelationsanalyse zwischen einzelner Referenzpreise und der Temperaturentwicklung ist, ob einer der vier Referenzpreise stärker mit der Temperatur zusammenhängt als die Restlichen.

### 4.1. Vergleich Preis für Ausgleichsenergie

Zuerst wird das Preisberechnungsschema in Österreich der Preisbildung in Deutschland gegenübergestellt mit Einschränkung auf ein Marktgebiet bzw. eine Regelzone. Anschließend erfolgt der Vergleich der Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises in beiden Ländern.

Wie bereits im Kapitel Marktgebiete angeführt wurde, besteht Gaspool aus vier ehemaligen Marktgebieten. Der Bilanzkreisnetzbetreiber Gaspool ist somit die Tochtergesellschaft von DONG Energy Pipelines, Gasunie Deutschland, ONTRAS-VNG und WINGAS und jedes Unternehmen besitzt je 25 % der Anteile. Auch die Statoil

Deutschland ist an der Kooperation beteiligt (Gaspool 2011). Auf folgender Karte ist an der dunkelgrauen Schattierung das Ausmaß des Marktgebietes zu erkennen.



**Abbildung 19: Marktgebiet Gaspool**

Quelle: Gaspool: Unternehmen

Die Regelzone Ost wiederum besteht aus sieben Bundesländern (ausgenommen Vorarlberg und Tirol). Auf folgender Grafik ist die Ausdehnung der Regelzone Ost zu erkennen.



**Abbildung 20: Regelzone Ost**

Quelle: OMV Konzern: Gastransport in Österreich

Auf jenen beiden geografischen abgegrenzten Gebieten erfolgt die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises wie folgt.

### 4.1.1. Berechnung des Preises für Ausgleichsenergie

Der Preis für Ausgleichsenergie wird unterschiedlich in den beiden Ländern berechnet. In Österreich erfolgt die Berechnung des Preises mittels einer speziellen Formel. Eine Berechnungsformel existiert in Deutschland nicht. Der Preis bzw. der Kostenpunkt für Regel- und Ausgleichsenergie erfolgt einerseits durch Ausschreibungen im ersten und auf Basis von Referenzpreisen im zweiten Fall. Die Berechnung der Ausgleichsenergie beläuft sich auf der Grundlage der GABi Gas-Regelungen (ausführliche Darstellung im Kapitel GABi Gas und Ausgleichsenergie- und Regelenergiemarkt Gas). Um den Unterschied deutlich zu machen, sollen die beiden Schemen der Preisermittlung auf Basis der Berechnungsformel und auf Basis von Referenzpreisen dargestellt werden.

#### Berechnungsformel:

Das Verfahren zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises sieht folgende allgemeine Formel vor (AGCS 2003):

$$A: = A_{MM} + A_{AM} + A_{RE}$$

Dabei steht A für den anrechenbaren Aufwand in € für den Tag und kann sowohl positiv als auch negativ sein.  $A_{RE}$  ist der Übertrag vom Vortag, der existiert, wenn keine Aufteilung möglich war.  $A_{MM}$  steht für den Aufwand für den Leistungspreis, der gleichmäßig, unter Berücksichtigung der Tageslänge, auf die Tage, an die er anfällt, aufgeteilt wird.  $A_{AM}$  stellt wiederum den Aufwand aus dem Ausgleichsmarkt für den Tag dar.  $A_{AM}$  berechnet sich dabei wie folgt:

$$A_{AM}: = \sum E_{1,i} \cdot P_{1,i} - \sum E_{2,j} \cdot P_{2,j}$$

Die erste Summe ist hier Energie eines Abrufs an diesem Tag multipliziert mit dem zugehörigen Preis pro Einheit. Der zweite Teil steht für die Energie einer Rücknahme an diesem Tag und zugehörigem Preis.

$P_t$  wiederum steht für den Preis am Ausgleichsenergiemarkt für ein Stundenintervall „t“ und wird durch folgende Formel berechnet:

$$P_t := \frac{\sum E_{1,i,t} \cdot P_{1,i} + \sum E_{2,j,t} \cdot P_{2,j}}{\sum E_{1,i,t} + \sum E_{2,j,t}}$$

Gibt es nur Kaufangebote wird  $P_t$  gleich  $P_{K,t}$  gesetzt, bei reinen Verkaufsangeboten auf  $P_{V,t}$ . Existieren weder Kauf- noch Verkaufsangebote ist  $P_t$  gleich 0.

### Ausgleichsenergiepreis nach GABi Gas:

Da das theoretische Konzept von GABi Gas bereits ausführlich dargestellt wurde, wird an dieser Stelle ein konkretes Preisrechnungsbeispiel vom Netzbetreiber bzw. aus dem Marktgebiet Gaspool angeführt (Gaspool 2011). Die Referenzpreise sind Spotpreise und veröffentlicht unter [www.gabigas.de](http://www.gabigas.de) oder [www.eex.com/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas](http://www.eex.com/Marktdaten/Handelsdaten/Erdgas). Für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises werden in einem ersten Schritt von €/MWh auf ct/kWh umgerechnet. Anschließend erfolgt die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises auf Basis der Preise in ct/kWh. Der weitere Vorgang wird anhand des folgenden Beispiels mit den Referenzpreisen vom 1.10.2010 aufgezeigt:

Bezeichnung	Referenzpreise
Gaspool	1,9120 ct/kWh
<b>NCG</b>	<b>1,8980 ct/kWh</b>
TTF	1,8858 ct/kWh
<b>Zeebrugge</b>	<b>1,9035 ct/kWh</b>

Tabelle 2: Referenzpreise vom 1.10.2010

Quelle: Gaspool 2011

Positiver Ausgleichsenergiepreis = zweithöchster Referenzpreis\*1,2

$$\Rightarrow 1,9035 \text{ ct/kWh} \cdot 1,2 = 2,2842 \text{ ct/kWh}$$

Negativer Ausgleichsenergiepreis = zweitniedrigster Referenzpreis\*0,9

$$\Rightarrow 1,8980 \cdot 0,9 = 1,7082 \text{ ct/kWh}$$

Im Fall von Gaspool ist der Strukturierungsbeitrag variabel und wird wie folgt angewandt:

Zwischen 07:00 und 10:00 Uhr: 10 % bei Überspeisung/20 % bei Unterspeisung  
Zwischen 18:00 und 21:00 Uhr: 10 % bei Überspeisung/20 % bei Unterspeisung  
Zwischen 23:00 und 05:00 Uhr: 20 % bei Überspeisung/10 % bei Unterspeisung

Bezogen werden die Prozentsätze auf den Mittelwert der beiden Preise für positive und negative Ausgleichsenergie (Gaspool 2011). Im Beispiel stellt sich dies im Falle einer Überspeisung angenommen zum Zeitpunkt zwischen 18:00 und 20:00 Uhr folgendermaßen dar:

$$((2,2842 \text{ ct/kWh} + 1,7082 \text{ ct/kWh})/2) * 0,10 = 1,9962 \text{ ct/kWh} * 0,10 \sim 0,1996 \text{ ct/kWh}$$

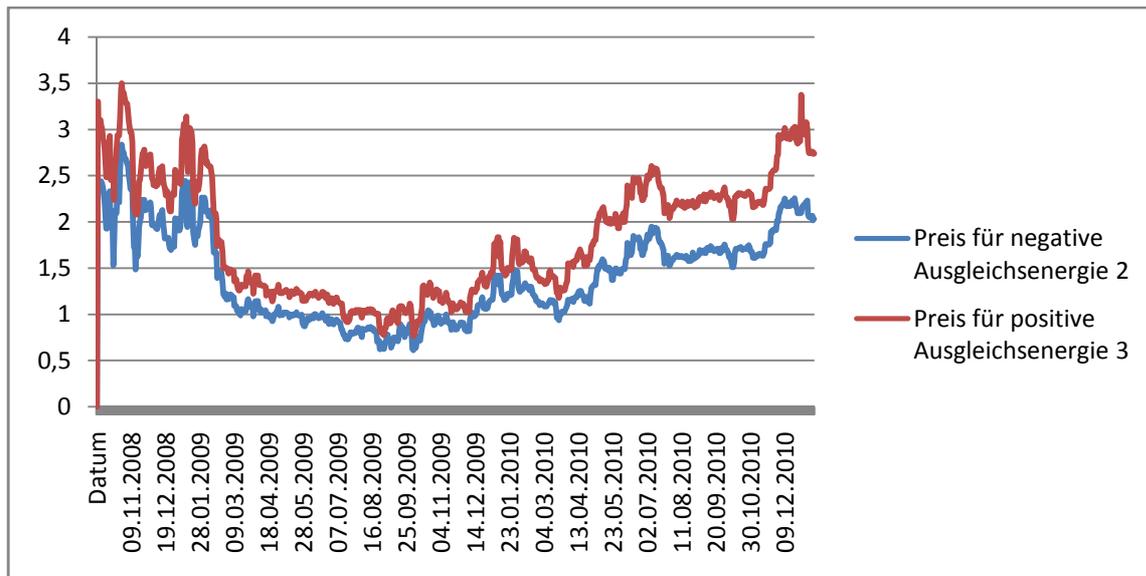
Im Falle einer Unterspeisung angenommen zum Zeitpunkt zwischen 18:00 und 20:00 Uhr wird der Strukturierungsbeitrag wie folgt berechnet:

$$((2,2842 \text{ ct/kWh} + 1,7082 \text{ ct/kWh})/2) * 0,20 = 1,9962 \text{ ct/kWh} * 0,20 \sim 0,3992 \text{ ct/kWh}$$

Nach der Gegenüberstellung der Preisermittlungsverfahren wird im folgenden Kapitel die Preisentwicklung der Ausgleichsenergie in Deutschland jener in Österreich gegenübergestellt.

#### **4.1.2. Preisentwicklung**

Vor der vergleichenden Darstellung soll die Preisentwicklung in Deutschland dargestellt und erläutert werden. Folgende Grafik zeigt die Entwicklung des positiven und des negativen Ausgleichsenergiepreises von 1.10. 2008 bis Ende 2010.

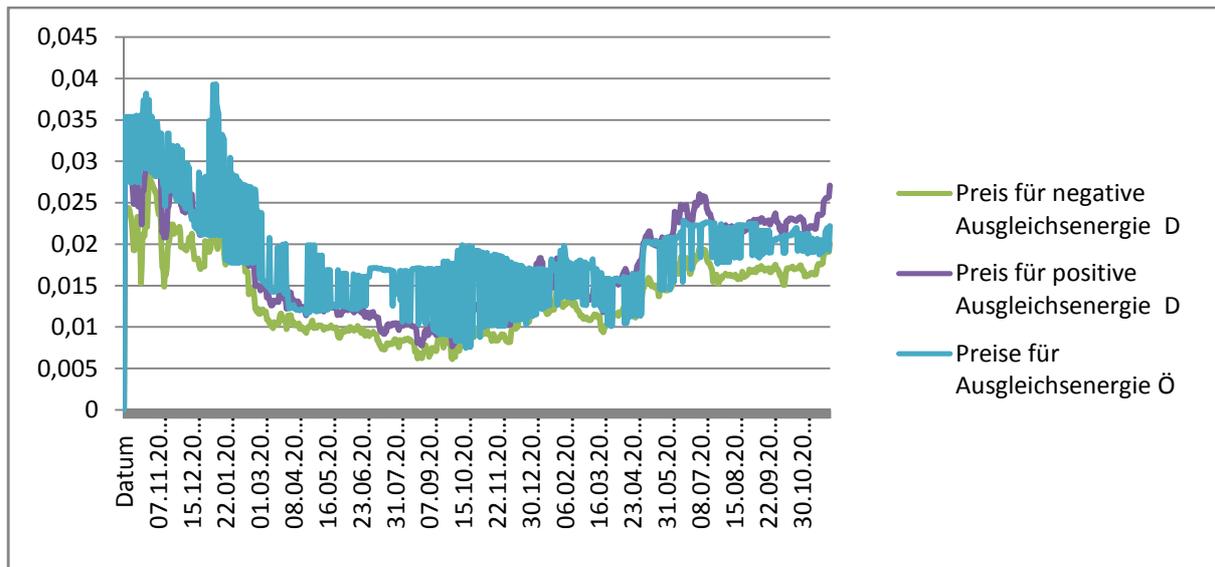


**Abbildung 21: Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises in Deutschland ab 1.10.2008**

Quelle: Gaspool

Es lässt sich erkennen, dass Ende des Jahres 2008 der Ausgleichsenergiepreis stark im oberen Bereich schwankt, in den Frühlings- und Sommermonaten 2009 wird der Tiefstand zwischen 0,5 und 1 €/kWh erreicht. Bemerkenswert ist anschließend, dass die Preise für negative und positive Ausgleichsenergie seit September 2009 stetig mit kleinen Schwankungen ansteigen und Ende 2010 auf ähnlichem Niveau wie Ende 2008 sind.

Für die folgende Gegenüberstellung der Preisentwicklung werden die täglich veröffentlichten Ausgleichsenergiepreise (negativ und positiv) in Deutschland als auch der tägliche Ausgleichsenergiepreis in Österreich herangezogen. Da in Österreich der Preis grundsätzlich stündlich angenommen wird, ist zur besseren Vergleichbarkeit jeweils der Preis um Mitternacht jedes Tages herangezogen worden. Der Betrachtungszeitpunkt der Preisentwicklung liegt zwischen dem 30.10.2008 und 30.11.2010.



**Abbildung 22: Vergleich Preisentwicklung für Ausgleichsenergie Deutschland/Österreich**  
 Quelle: AGCS/Gaspool

Grundsätzlich kann hier festgestellt werden, dass der allgemeine Verlauf der drei Kurven relativ ident ist. Einem Anstieg Ende 2008 und Anfang 2009 folgt ein Rückgang des Preises in den Frühjahrs- und Sommermonaten 2009, der anschließend wieder zu steigen beginnt. Auffällig ist jedoch, dass der Preis für Ausgleichsenergie in Österreich viel stärkere tägliche Schwankungen aufweist, was an der breiteren blauen Linienführung zu erkennen ist. Jedoch muss berücksichtigt werden, dass es in Deutschland jeweils einen Preis für Unter- bzw. Überspeisung gibt, der in Österreich durch einen Preis abgedeckt ist. Obere Grafik zeigt, dass der Ausgleichsenergiepreis in Österreich meistens zwischen dem positiven und negativen Preisen in Deutschland liegt.

#### **4.2. Analyse der Temperatur-Preis-Entwicklung**

Das Kapitel Analyse der Temperatur-Preis-Entwicklung widmet sich im ersten Teil der Deskription der ausgewählten Daten. Anschließend folgt eine einführende Darstellung in die Theorie der Zeitreihenanalyse. Im folgenden Abschnitt werden weitere Einflussfaktoren auf die Preisentwicklung beleuchtet. Das Kapitel endet mit der Berechnung der Funktion der Preiskurve, um deren Verlauf für den betrachteten Zeitraum rekonstruieren zu können.

### **4.2.1. Datenlage**

Für die Analyse werden die Temperaturdaten des Marktgebiets Gaspool, die Referenzpreise, sowie die positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise herangezogen. Der ausgewählte Zeitraum ist der 1. Oktober 2008 bis 31.12.2010, da vor dem 1. Oktober 2008 keine Preisdaten auf der Gaspool-Homepage abrufbar sind und ein Verlauf von ca. zwei Jahren eine relativ gute Beobachtungsbasis liefert. Aufgrund der Größe des Marktgebiets Gaspool wurden die Temperaturdaten von sechs Wetterstationen, die innerhalb dieses Gebiets liegen, entnommen. Diese sind Bremen, Düsseldorf, Emden, Hamburg, Leipzig und Saarbrücken. Bei der Auswahl der Wetterstationen wurde darauf geachtet, dass das gesamte Marktgebiet geografisch abgedeckt ist. Die Basis für die folgenden Analysen ist der Durchschnittstemperaturwert der sechs Tagesmitteltemperaturen.

Ein weiteres Merkmal der ausgewählten Daten sind die Referenzpreise. Seit 1. April 2010 ist der vierte Referenzpreis der virtuelle Handelspunkt Gaspool (GPL) anstatt des britischen National Balancing Point (NBP). Durch diese Tatsache folgt innerhalb der Analyseperiode ein Wechsel der Basispreise für Ausgleichsenergie. Die Ergebnisse in Bezug auf die Referenzpreise NBP oder GPL sind durch die verkürzte Periode eingeschränkt. Für weitere Analysen bleibt somit offen, ob der GPL im Marktgebiet Gaspool einen höheren Bezug als die restlichen drei Referenzpreise hat.

### **4.2.2. Methodik und Zielsetzung**

Ziel der Analyse ist es, mögliche Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Ausgleichspreise zu definieren. Dabei ist der Fokus auf dem Einflussfaktor Temperatur gelegt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die „kalten Monate“ Oktober bis Februar gelegt, da hier der höchste Gasverbrauch und die größten Verbrauchsschwankungen anzunehmen sind<sup>5</sup>. Wie bereits erwähnt wurde, erfolgt die Analyse für die Zeitperiode 1. Oktober 2008 bis 31. Dezember 2010. Es werden dabei vor allem ausgewählte einzelne Monate im Zeitablauf betrachtet. Aufgrund der vorhandenen Werte zum Zeitpunkt der Analyse ist für November und Dezember ein Dreijahresvergleich und für Jänner und Februar ein Zweijahresvergleich vorgesehen. Zuerst wird

---

<sup>5</sup> Die tatsächlichen Verbrauchsdaten stehen nicht zur Verfügung.

auf Basis der mathematischen Zeitreihen-Methode der kleinsten Fehlerquadrate die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreiskurve ermittelt. Aufgrund des Datenumfangs erfolgt die Funktionsermittlung mithilfe des Programmes MATLAB zur Lösung mathematischer Problemstellungen. Der Zusammenhang zwischen Temperatur und Preisentwicklung erfolgt anschließend mithilfe der Excel „KORREL-Funktion“. Vor der Präsentation der Ergebnisse wird im Folgenden beschrieben, was unter einer Zeitreihe und deren Analyse zu verstehen ist.

Bileter und Vlach definieren eine Zeitreihe als „eine Folge von Beobachtungsergebnissen, die zeitlich geordnet sind (Bileter, Vlach 1981).“ Bei der hier verwendeten statischen Zeitreihenanalyse werden Zeitreihen nach bestimmten Merkmalen erhoben, wobei die Zeit dabei immer eine Rolle spielt. Grundsätzlich lässt eine Zeitreihenanalyse folgende Zielverfolgungen zu (Bileter, Vlach 1981):

- Analyse der Struktur
- Analyse der Entwicklung und etwaige Regelmäßigkeiten
- Prognose der weiteren Entwicklung

Eine Prognose ist jedoch nur möglich wenn die Struktur erkannt wurde. Generell unterscheiden sich retrospektive und prospektive Ziele. Ersteres zielt darauf ab einen Teil der Zeitreihe als abgeschlossene, vergangene Bewegung zu betrachten und dessen Struktur zu analysieren. Prospektive Ziele verwenden vorliegende Teilbereiche und versuchen auf deren Basis die zukünftige Entwicklung zu prognostizieren (Schäffer 1997).

Werden innerhalb eines Jahres bzw. mehrerer Jahre bestimmte Teilbereiche wie Monate oder Vierteljahre betrachtet, so ist von saisonalen Zeitreihen die Rede. Dabei spielen jahreszeitliche Einflüsse eine wesentliche Rolle in der Analyse. Es wird angenommen, dass saisonale Zeitreihen regelmäßige systematische Bewegungen besitzen aufgrund folgender Ursachenkomplexe: Trend, konjunkturelle Bewegungen, saisonale Schwankungen, Kalendereffekte und singuläre Effekte. Zusätzlich zu den systematischen Einflüssen existieren irreguläre Schwankungen, die die Summe sonstiger Ursachen präsentieren (Schäffer 1997). Die genannten Ursachenkomplexe sollen im Folgenden kurz definiert werden.

Der Begriff Trend fasst die längerfristige Richtung der beobachteten Messwerte. Eine Unterbrechung der Grundrichtung könnte aufgrund plötzlicher Änderungen wie zB Wirtschaftsschocks hervorgerufen werden. Konjunkturelle Bewegungen wiederum sind Schwankungen mit einer Dauer von mehr als einem Jahr. Sie kommen parallel zu makroökonomischen Veränderungen. Der dritte Ursachenkomplex - Saisonschwankungen – sind üblicherweise jährlich wiederkehrende Richtungsänderungen hervorgerufen durch klimatische oder institutionelle Gründe wie zB die Monatslänge. Kalendereffekte resultieren aus Abweichungen von Monaten im Jahresverlauf wie zB der Februar in Schaltjahren. Wie bereits im Namen steckt, treten Singuläre Effekte einmal auf. Ursachen dafür sind meist ungewöhnlich, wie zB Naturkatastrophen. Sämtliche nicht genannten Gründe für Bewegungen in Zeitreihen fallen unter den Begriff irreguläre Schwankungen. Jedem Ursachenkomplex wird eine Komponente der Zeitreihe zu Teil. Diese sind dementsprechend als Trend-, Konjunktur-, Saison- und Kalenderkomponente bezeichnet sowie der Ausreißer und die irreguläre Komponente (Schäffer 1997).

Schäffer unterscheidet zwei Modelltypen zur Zerlegung von Zeitreihen. Diese sind Grundmodelle und Komponentenmodelle (Schäffer 1997). Diese Arbeit beschränkt sich auf die Grundmodelle, die für die Darstellung des Zusammenhangs der einzelnen Komponenten einer Zeitreihe herangezogen werden. Jedoch erfolgt aufgrund der Vereinfachung eine Reduktion auf die Trend-Konjunktur Komponente, die Saisonkomponente und die Restkomponente. Dabei repräsentiert die Trend-Konjunkturkomponente die Ursachenkomplexe Trend und konjunkturelle Bewegung. Sie werden an dieser Stelle nicht mehr gesondert betrachtet, da sie für kurze Zeitreihen nicht eindeutig voneinander getrennt werden können. Die Saisonkomponente stellt saisonale Schwankungen dar und die Restkomponente fasst die zufälligen Schwankungen zusammen. Diese drei Komponenten bilden die saisonale Reihe und werden wie folgt bezeichnet:

Trend-Konjunktur Komponente	$\{g_t   t \in T\}$
Saisonkomponente	$\{s_t   t \in T\}$
Restkomponente	$\{u_t   t \in T\}$

Sie bilden die saisonale Reihe, die wie folgt bezeichnet wird:

Saisonale Reihe  $\{x_t | t \in T\}$

$T$  ist der Zeitbereich  $T := \{0, 1, 2, \dots, n\}$ , aus dem der Index  $t$  der saisonalen Reihe  $\{x_t\}$  besteht.

Das Grundmodell der Zeitreihe setzt sich somit aus einer Funktion der Trend-Konjunktur-, der Saison- und der Trendkomponente zusammen und wird wie folgt dargestellt:

$$x_t = F(g_t, s_t, u_t) \text{ für } t \in T$$

Nach der theoretischen Einführung in die Zeitreihenanalyse, wird die Zusammensetzung der vorhandenen Reihe – Ausgleichspreisentwicklung - dargestellt.

#### **4.2.3. Zeitreihenmodell des Ausgleichsenergiepreises**

In diesem Kapitel werden mögliche Einflussfaktoren auf die Ausgleichspreisentwicklung definiert. Die Darstellung erfolgt in Form einer saisonalen Zeitreihe, wobei die einzelnen Einflussfaktoren den beschriebenen Komponenten entsprechen. Ausgehend von dem angeführten Grundmodell ist der Ausgleichsenergiepreis  $p_t$ . Es wird darauf verzichtet eine Unterscheidung in negativen und positiven Ausgleichsenergiepreis vorzunehmen, da dies nicht relevant für den allgemeinen Verlauf der Zeitreihe ist.

Ein Einflussfaktor ist die Entwicklung der Referenzpreise auf deren Basis die Ausgleichsenergiepreise berechnet werden. Diese folgen einem gewissen Trend und sind von konjunkturellen Gegebenheiten beeinflusst (Angebot und Nachfrage). Sie stellen somit in dem Modell die Trend-Konjunktur-Komponente  $r_t$  dar. Die Temperaturdaten  $c_t$  wiederum sind im folgenden Zeitreihenmodell die saisonale Komponente, da sie je nach Jahreszeit einer gewissen Schwankung unterliegen. Unter die Restkomponente fallen abschließend zufällige Schwankungen  $z_t$ . Aufgrund des betrachteten Zeitraums ist beispielsweise die vorgefallene Wirtschaftskrise ein besonderer Einflussfaktor, der unter die Restkomponente fällt. Zusammengefasst ist der Aus-

gleichsenergiepreis eine Funktion bestehend aus Referenzpreisen, Temperaturen und zufälligen Schwankungen und lässt sich wie folgt darstellen:

$$p_t = F(r_t, c_t, z_t) \text{ für } t \in T$$

Welcher dieser Komponenten den größten Einfluss auf die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises hat, kann nicht beantwortet werden. Es wird jedoch angenommen, dass die Temperatur einen großen Einfluss besitzt, deshalb finden die restlichen Faktoren keine weitere Berücksichtigung in dieser Arbeit. Die folgenden Kapitel beschäftigen sich zunächst mit dem Kurvenverlauf des betrachteten Zeitraums. Es wird versucht mithilfe der Zeitreihenmethode der kleinsten Fehlerquadrate die gegebene Struktur zu analysieren. Anschließend wird mittels Korrelationsfunktion der Zusammenhang zwischen Temperaturen und Preisentwicklung betrachtet.

#### **4.2.4. Trendkomponente der Ausgleichsenergiepreisentwicklung**

Bileter und Vlach schlagen verschiedene Methoden zur Analyse von Zeitreihen vor. Aufgrund des Datenumfangs (3x822 Datensätze) und des Kurvenverlaufs der ausgewählten Werte wird im Folgenden auf die Methode der kleinsten Fehlerquadrate zurückgegriffen. Mithilfe dieser Methode ist es möglich die Trendkomponente, die nun wieder separat von der Konjunkturkomponente betrachtet wird, zu berechnen. Der Verlauf der Ausgleichspreise stellt in diesem Kapitel die Trendkomponente dar. Zunächst soll kurz erläutert werden, worum es sich bei dieser Methode handelt. Anschließend werden die Ergebnisse präsentiert, welche Kurvenfunktionen sind, die mittels MATLAB berechnet wurden. Im Anhang ist der dafür verwendete source code zu finden.

Mithilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate lässt sich der Trend bzw. die Trendkomponente berechnen. Dafür müssen zuerst die Summe der Quadrate der Abweichungen der empirischen Zeitreihenwerte von Trendwerten berechnet werden. Dabei sind die Parameter so zu wählen, dass sie minimal sind. Die Definition dafür lautet (Bileter, Vlach 1981):

$$\sum_{t=1}^n [y - f(t)]^2 = \min$$

$y$  ist dabei ein vorgegebener Wert und  $f(t)$  eine Funktion der Zeit. Statt  $f(t)$  kann eine beliebige Trend-Funktion eingesetzt werden (Bileter, Vlach 1981). Ist der Trend linear, lautet die Funktion:  $f(t) = a + bt$ . Die unbekannt Parameter  $a$  und  $b$  müssen so gewählt werden, dass die Funktion erfüllt ist. Wird  $a$  und  $b$  mit dem Symbol  $F(\cdot)$  in Beziehung gesetzt, so ergibt die Summe von  $F(a,b)$  ein Minimum, wenn die partiellen Ableitungen nach  $a$  und  $b$  Null gesetzt werden (Bileter, Vlach 1981). Unter Annahme einer linearen Trend-Funktion ergibt dies:

$$\frac{\partial F(a,b)}{\partial a} = 0 \quad \frac{\partial F(a,b)}{\partial b} = 0$$

Somit wird die Funktion zuerst nach  $a$ , dann nach  $b$  abgeleitet und anschließend Null gesetzt. Zuerst muss statt  $f(t)$  die lineare Gleichung eingesetzt werden. Die Formel lautet dann wie folgt:

$$F(a,b) = \sum_{t=1}^n [y - (a + bt)]^2 = \min.$$

Abgeleitet nach  $a$ , ergibt sich folgendes Ergebnis:

$$\frac{\partial F(a,b)}{\partial a} = - \sum_{t=1}^n y + na + b \sum_{t=1}^n t = 0$$

Umgeformt ergibt dies:

$$na + b \sum_{t=1}^n t = \sum_{t=1}^n y$$

Abgeleitet nach  $b$ , ergibt sich folgende Ableitung:

$$\frac{\partial F(a,b)}{\partial b} = - \sum_{t=1}^n ty + a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 = 0$$

Umgeformt ergibt dies:

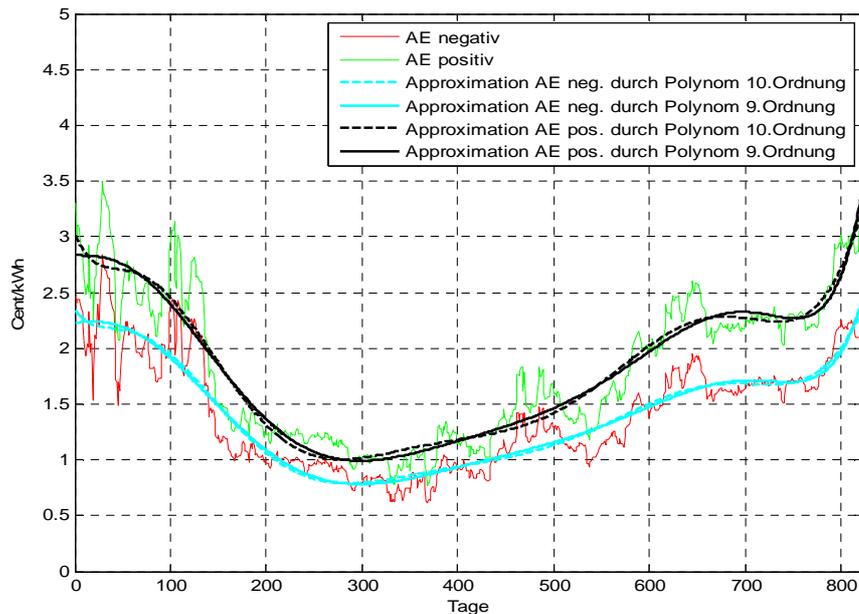
$$a \sum_{t=1}^n t + b \sum_{t=1}^n t^2 = \sum_{t=1}^n ty$$

Mithilfe der beiden umgeformten Gleichungen können die beiden Parameter berechnet werden (Bileter, Vlach 1981).

Dies war die vereinfachte Darstellung der Methode der kleinsten Abweichungsquadrate. Jedoch handelt es sich im Fall der Ausgleichsenergiepreiskurve um keinen linearen Verlauf und somit muss von einem Trendverlauf höherer Ordnung ausgegangen werden. Somit ist die Lösung der Kurvenverläufe ein Polynom höherer Ordnung. Für die Approximation wurden Polynome verschiedener Ordnungen in MATLAB berechnet. Dabei lässt sich feststellen, dass mithilfe des Polynoms 9. Ordnung die höchste Annäherung an den tatsächlichen Verlauf erzielt wird. Die allgemeine Formel 9. Ordnung lautet wie folgt, wobei a bis j die Parameter darstellen, die anschließend zu berechnen sind:

$$f(t) = at^8 + bt^7 + ct^6 + dt^5 + et^4 + gt^3 + ht^2 + it^1 + j$$

Die folgende Grafik zeigt nun die Approximation der Ausgleichsenergiepreiskurven. Hier sind sowohl die Polynome 9. als auch 10. Ordnung angeführt, um einen Vergleich der beiden Annäherungen zu ermöglichen.



**Abbildung 23: Approximation AE-Preisekurve**  
 Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011  
 Eigene Darstellung

Die dazugehörige Funktion für die Kurvenstruktur der negativen Ausgleichsenergiepreise lautet nach MATLAB wie folgt:

$$f(t) = 2.3459t^8 - 0.0117t^7 + 0.0003t^6$$

Für den Verlauf der positiven Ausgleichsenergiepreiskurve lautet die Funktion wie folgt:

$$f(t) = 3.0394t^8 - 0.0223t^7 + 0.0006t^6$$

Die höchsten Abweichungen sind in den ersten 100 Tagen erkennbar. Der anschließende Verlauf wird durch den berechneten Kurvenverlauf für beide Ausgleichsenergiepreise gut abgedeckt. Am Ende der Betrachtungsperiode steigen die Kurven stark an, das eine Extrapolation schwierig gestaltet. Somit gilt die berechnete Formel für den Verlauf der betrachteten Periode, lässt jedoch nicht auf zukünftige Entwicklungen schließen. Dies ist zusätzlich am sehr unregelmäßigen Kurvenverlauf feststellbar. Im Anhang befinden sich ergänzend zum source code die Approximation der Temperaturkurve und eine Darstellung des approximierten Temperatur-Ausgleichsenergiepreisverlaufes.

Nach der Analyse der Kurvenstruktur werden abschließend in diesem Kapitel statistische Messwerte ergänzend angeführt, die mithilfe der zugehörigen Excel-Funktionen ermittelt wurden. Der Mittelwert beträgt für den Zeitraum vom 1. Oktober 2008 bis zum 31. Dezember 2010 für den negativen Ausgleichspreis 1,4055 €/kWh und für den positiven 1,8176 €/kWh. Der Median für die vorliegenden Werte ergibt 1,4918 €/kWh für den negativen und 1,6757 €/kWh für den positiven Ausgleichspreis. Die maximalen und der minimalen Werte für den negativen Ausgleichspreis sind 2,8350 €/kWh bzw. 0,6129 €/kWh und für den positiven 3,4980 €/kWh bzw. 0,7651 €/kWh. Die Varianz für die betrachteten Werte ergibt 0,2393 bzw. 0,4211. Sie wird durch die Formel  $\frac{\sum(y-\bar{y})^2}{(n-1)}$  berechnet.

Die folgende Tabelle veranschaulicht die Werte zum besseren Überblick.

	Negativer AE-Preis in €/kWh	Positiver AE-Preis in €/kWh
Mittelwert	1,4055	1,8176
Median	1,4918	1,6757
Maximum	2,8350	3,4980
Minimum	0,6129	0,7651
Varianz	0,2933	0,4211

**Tabelle 3: Statistische Auswertungen der Ausgleichsenergiepreise des Zeitraumes 1.10.2008-31.12..2010**  
Quelle: Eigene Darstellung

Nach den statistischen Auswertungen widmet sich das letzte Kapitel den Auswertungen der Korrelationsanalyse zwischen Temperatur und Ausgleichsenergiepreisen sowie den Referenzpreisen.

### **4.3. Auswertungen Temperatur-Preis-Relation**

Nach der Modellentwicklung der Zeitreihe und dem Einfluss der einzelnen Komponenten beschäftigt sich dieses Kapitel konkret mit dem Einfluss der Temperatur auf die Ausgleichspreisentwicklung. Es soll einerseits die Korrelation der Temperaturdaten und der Ausgleichsenergiepreise bzw. der Referenzpreise auf den gewählten 27-Monate-Zeitraum überprüft werden und zusätzlich die Korrelation für die Monate November, Dezember, Jänner und Februar im Detail. Mithilfe der Korrelation kann die

Abhängigkeit zwischen der Temperaturentwicklung und den Preisdaten ermittelt werden. Sind beide Merkmale exakt linear, das heißt zeigen sie eine starke Abhängigkeit voneinander, dann nimmt die Korrelation den Wert 1 oder -1 an. Hängen Temperatur- und Preisentwicklung nicht voneinander ab bzw. sind sie linear unabhängig, dann beträgt die Korrelation Null. Das bedeutet je höher der Wert ist, desto höher ist die Abhängigkeit zwischen den untersuchten Merkmalen (Mathe-online 2011). Geht die Korrelation in Richtung 1, dann wird von einem positiven Zusammenhang gesprochen. Das bedeutet, dass sowohl Temperatur als auch Preise steigen. Ist hingegen der Korrelationswert negativ, sprich geht er in Richtung -1, dann handelt es sich um einen negativen Zusammenhang. In diesem Fall steigen Temperaturen während die Preise fallen bzw. sinken die Temperaturen und Preise steigen.

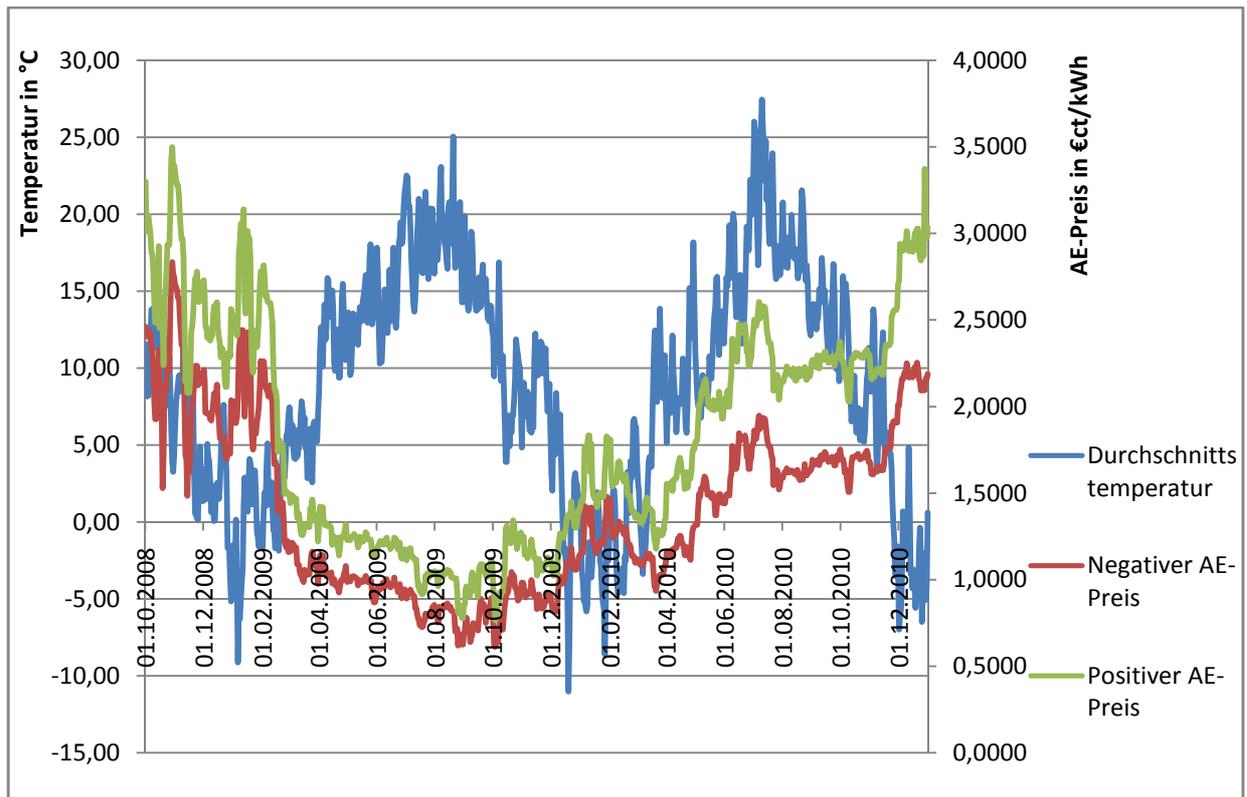
Mithilfe von Excel wurden Diagramme erstellt und zusätzlich Korrelationswerte mit der KORREL-Funktion ermittelt. Dabei verwendet das Programm Excel folgende Formel für den Korrelationskoeffizienten r:

$$r_{x,y} = \frac{Cov(X,Y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Für die Analyse sollen sowohl die Diagramme als auch die ausgerechneten Werte herangezogen werden.

#### **4.3.1. Korrelation Temperatur-Ausgleichsenergiepreise**

Die erste Grafik zeigt den Verlauf der Temperaturkurve und der positiven sowie negativen Ausgleichsenergiepreiskurve.



**Abbildung 24: Verlauf AE-Energiepreise vs. Temperatur 1.10.2008-31.12.2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

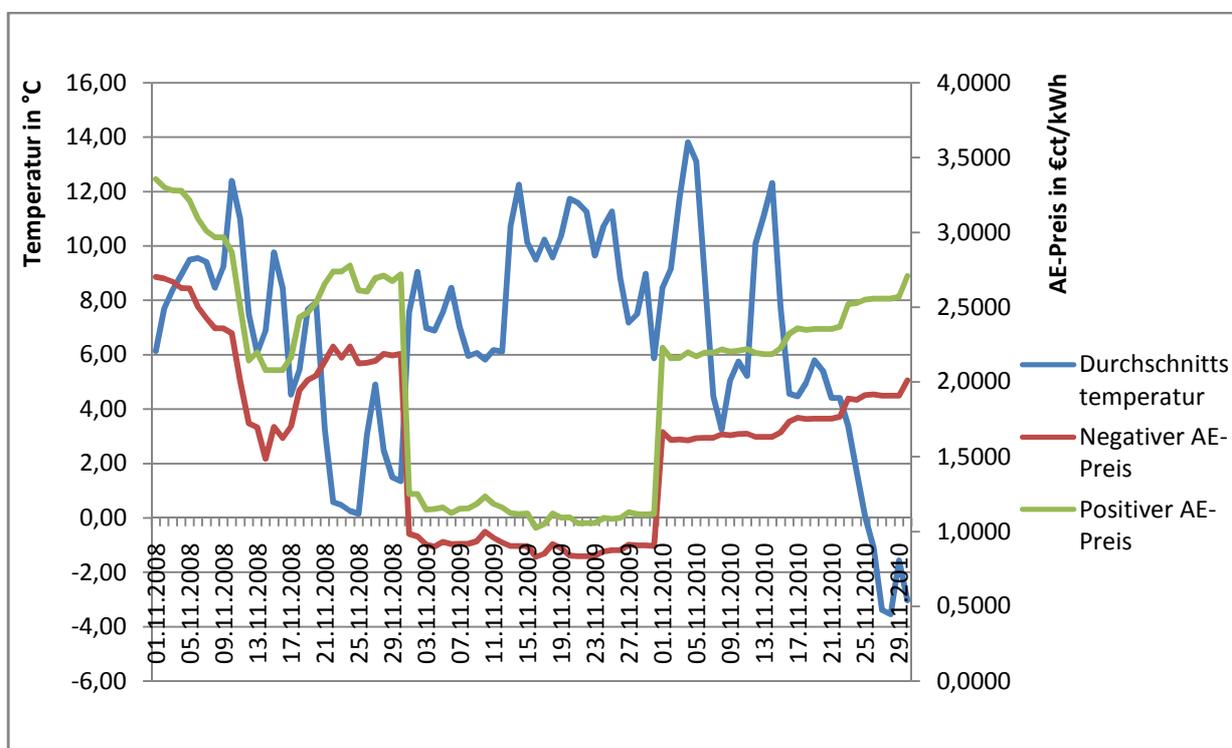
Eigene Darstellung

Die blaue Temperaturkurve zeigt einen zyklischen Verlauf, der auf hohe Temperaturen in den Sommermonaten und niedrige Temperaturen in den Wintermonaten zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu fällt die rote und grüne Preiskurve bis Ende 2009 und beginnt Anfang 2010 wieder zu steigen. Auf den ersten Blick fällt auf, dass die drei Kurven bis Februar 2009 relativ parallel verlaufen. Anschließend beginnt die Temperaturkurve zu steigen und die Preiskurven zu fallen. Daraus könnte zunächst geschlossen werden, dass aufgrund höherer Temperaturen die Ausgleichsenergiepreise fallen. Höhere Temperaturen bedingen im Normalfall einen geringeren Gasverbrauch und vermutlich geringe Schwankungen zwischen geplanten und tatsächlichen Gaseinsatz. Die Nachfrage nach Ausgleichsleistungen sinkt und somit ist anzunehmen, dass auch die Preise für Ausgleichsenergie fallen. Diese Annahme widerlegt jedoch der weitere Verlauf der Kurve.

Die Preise steigen leicht wenn die Temperatur Ende 2009 sinkt, jedoch hält der steigende Verlauf weiter an, wenn die Temperaturkurve wieder anwächst. Bis zum Ende der Betrachtungsperiode zeigen die drei Kurven erneut einen parallelen Verlauf. So-

mit kann daraus geschlossen werden, dass die vorliegenden Temperatur- und Preisdaten keine durchgehende Abhängigkeit aufweisen. Mithilfe der KORREL-Funktion wird zusätzlich der Zusammenhang der Preis- und Temperaturdaten rechnerisch ermittelt. Die negativen Ausgleichsenergiepreise und die Durchschnittstemperatur im betrachteten Zeitraum ergeben den Korrelationswert von rund  $-0,3139$ . Für die Korrelation zwischen positivem Ausgleichsenergiepreis und Durchschnittstemperatur im Marktgebiet Gaspool errechnet Excel einen Korrelationswert von rund  $-0,2748$ . Das bedeutet, dass in beiden Fällen eine geringe negative Korrelation zwischen den beiden Werten vorliegt.

Im Vorfeld wurde angenommen, dass besonders in den Wintermonaten, wenn die Temperatur am niedrigsten ist, die Preise steigen – somit eine negative Abhängigkeit zwischen den betrachteten Werten vorliegt. Um dies zu überprüfen soll folgend nach der Betrachtung des gesamten Beobachtungszeitraums von 27 Monaten die Wintermonate November bis Februar auf die angenommene Abhängigkeit zwischen Temperatur- und Preisentwicklung untersucht werden. Die folgende Grafik zeigt den Temperatur-Ausgleichsenergiepreis-Verlauf von November 2008 bis November 2010.



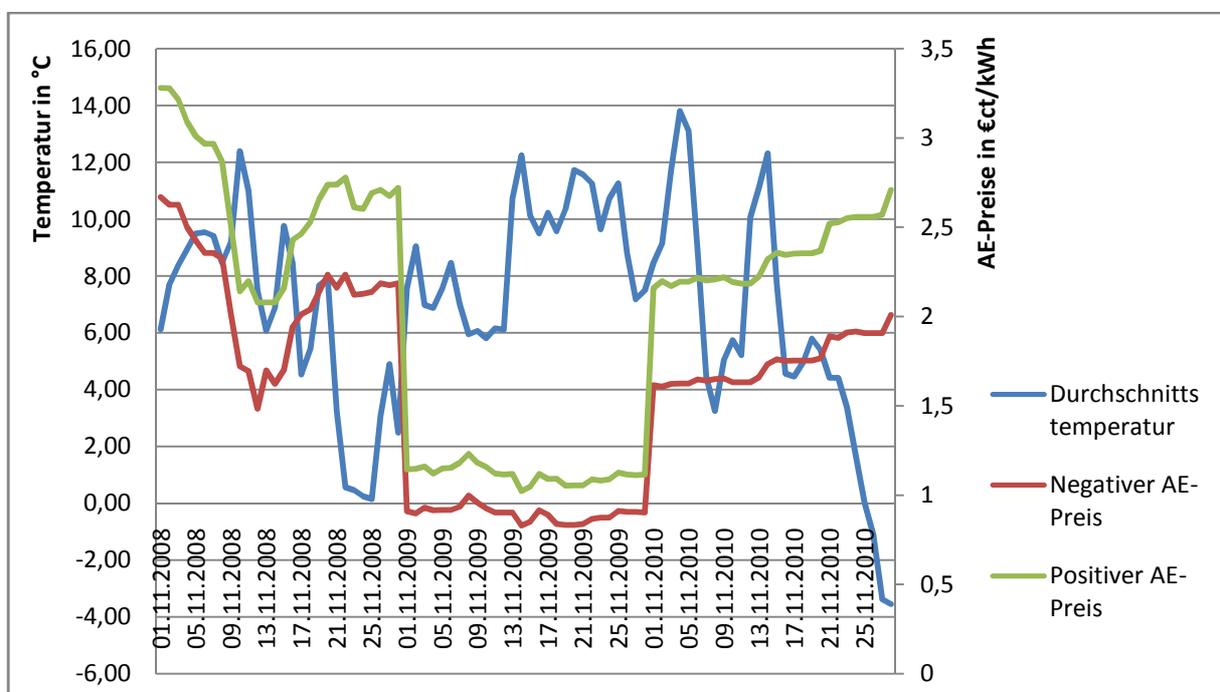
**Abbildung 25: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Nov 2008-Nov 2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Auf der Grafik ist eine detaillierte Aufschlüsselung des Temperatur-Preis-Verlaufs im November zu sehen. Generell ist feststellbar, dass die Temperaturen jedes Jahr einen anderen Verlauf zeigen, wobei sie ausgenommen Ende November 2010 über dem Nullpunkt liegen. Das Jahr 2008 zeigt einen durch Schwankungen bestimmten Temperaturabfall und 2009 einen relativen konstanten Verlauf. Die Preiskurven im November reagieren lediglich Ende 2008 mit einem Anstieg auf den abrupten Temperaturabfall. Im Jahr 2009 bleiben sie, wie bereits auf der Grafik des gesamten Beobachtungszeitraums festgestellt wurde, auf einem konstanten niedrigen Niveau. Im Jahr 2010 steigen die Preise kontinuierlich an unabhängig von der Temperaturentwicklung. Wird der Excel-Korrelations-Wert von  $-0,3587$  bei negativen Ausgleichsenergiepreisen bzw.  $-0,3852$  bei negativen Ausgleichsenergiepreisen über die drei Jahre betrachtet, ist auch hier erneut ein schwacher negativer Zusammenhang zu erkennen.

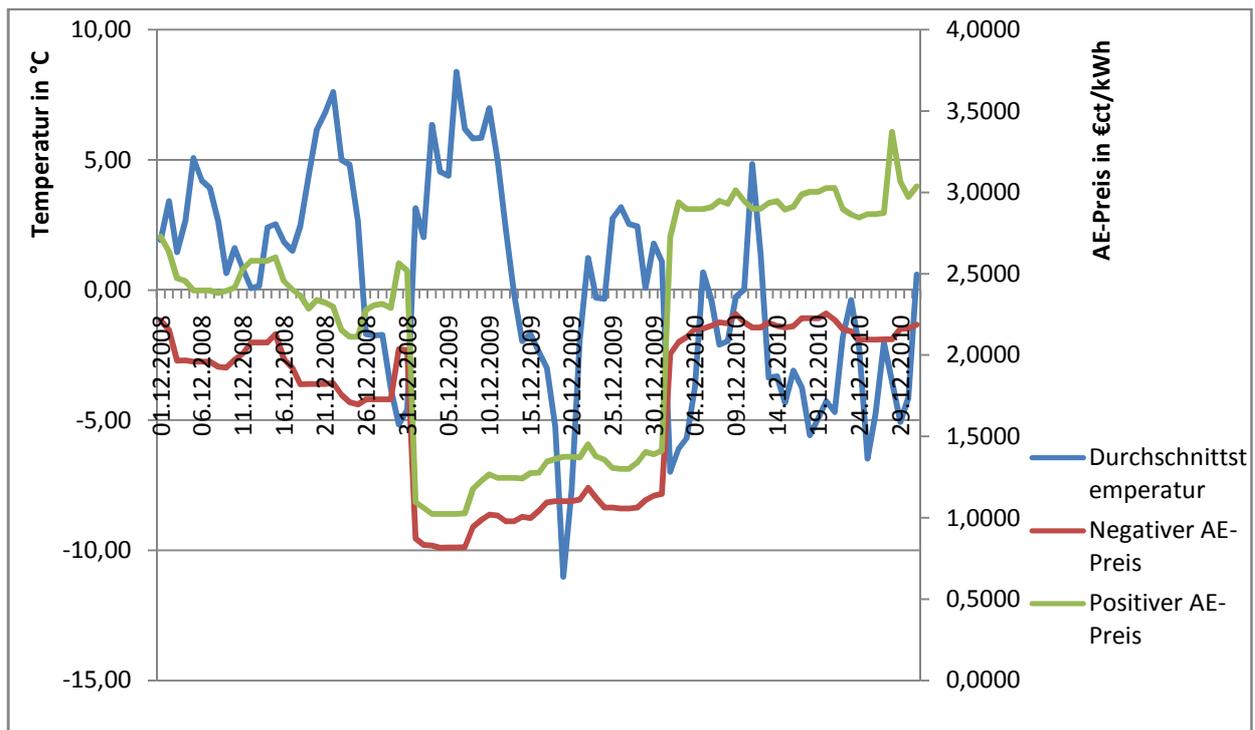
Es ist möglich, dass die Preise nicht sofort sondern einige Tage später auf Temperaturänderungen reagieren. So zeigt folgende Grafik die Entwicklung der Temperaturen und um zwei Tage zeitversetzt den Verlauf der Preiskurven.



**Abbildung 26: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Nov 2008-Nov 2010 zeitversetzt**  
 Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011  
 Eigene Darstellung

Sowohl die Grafik als auch die Excel Korrelationswerte von  $-0,3828$  bzw.  $-0,3994$  zeigen ein ähnliches Ergebnis zum Temperatur- und Preisverlauf ohne zeitliche Versetzung. Somit dürfte im November der Jahre 2008 bis 2010 kein enger Zusammenhang zwischen der Temperaturentwicklung und des Preisverlaufs existieren.

Auf der folgenden Grafik wird der Monat Dezember im Jahresvergleich von 2008 bis 2010 betrachtet.



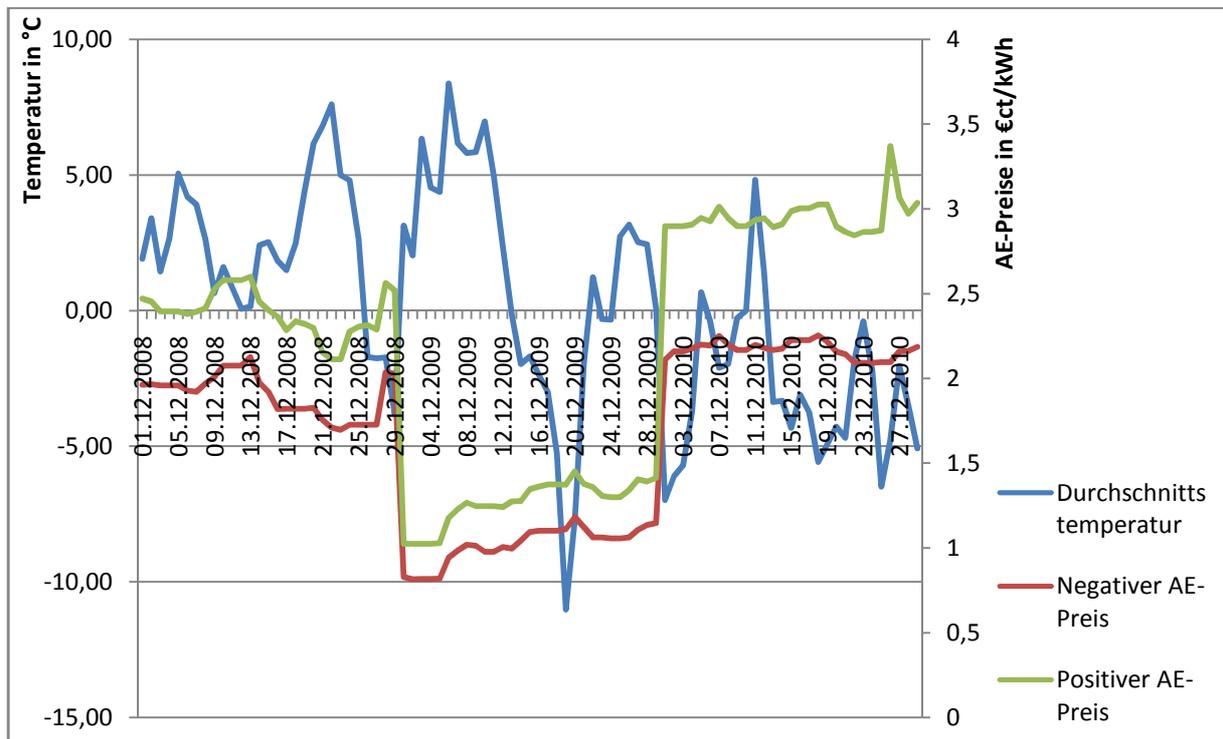
**Abbildung 27: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Dez. 2008-Dez 2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Sowohl im Dezember 2008 als auch in den beiden folgenden Jahren des gleichen Monats verlaufen die Ausgleichsenergiepreiskurven auf einem relativ konstanten Niveau. Es zeigt sich ein ähnliches Bild zum Vormonat November. Es sind leichte Preissteigerungen im Jahr 2008 und 2009 bei einem Temperaturabfall erkennbar, doch diese scheinen zufällig oder auf andere Faktoren zurückzuführen zu sein, da auf weitere Temperaturveränderungen keine Preisreaktion erfolgt. Die geringste Korrelation ist im Jahr 2010 erkennbar, da die Preise eine gleichverlaufende Entwicklung zeigen trotz starker Temperaturschwankungen. Der abschließende Blick auf den Excel Korrelationswert von  $-0,3393$  bzw.  $-0,3980$  zeigt einen geringen negativen Zusammenhang zwischen den drei Werten.

Ob zeitversetzt eine höhere Korrelation vorhanden ist, zeigt die folgende Grafik.



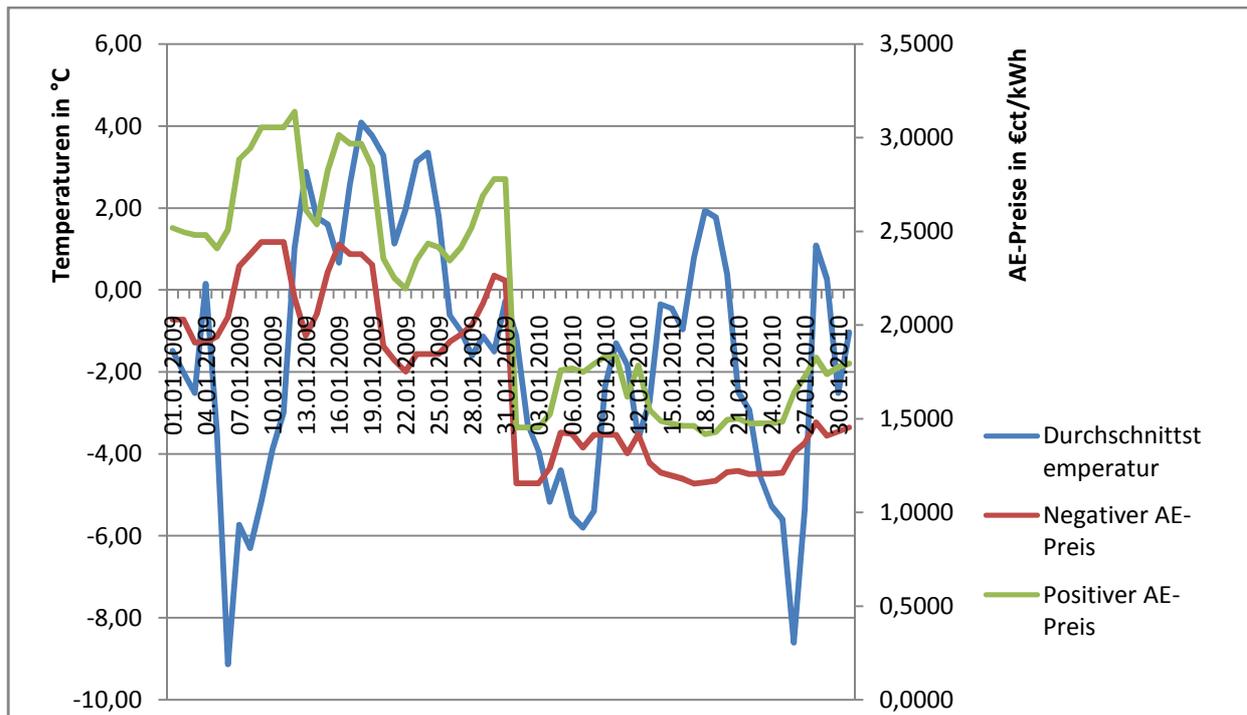
**Abbildung 28: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Dez. 2008-Dez 2010 zeitversetzt**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Um zwei Tage zeitversetzt zeigen die Preiskurven ebenfalls keine veränderte Reaktion auf die Temperaturentwicklung. Die Excel Korrelationswerte von  $-0,3604$  bzw.  $-0,4108$  bestätigen dies.

Die nächste Betrachtung gilt dem Monat Jänner. Hier werden die Jahre 2009 und 2010 betrachtet, da für Jänner 2008 keine Preisdaten des Marktgebietes Gaspool abrufbar sind. Folgende Grafik zeigt den besagten Temperatur-Preis-Verlauf.



**Abbildung 29: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Jan 2009- Jan 2010**

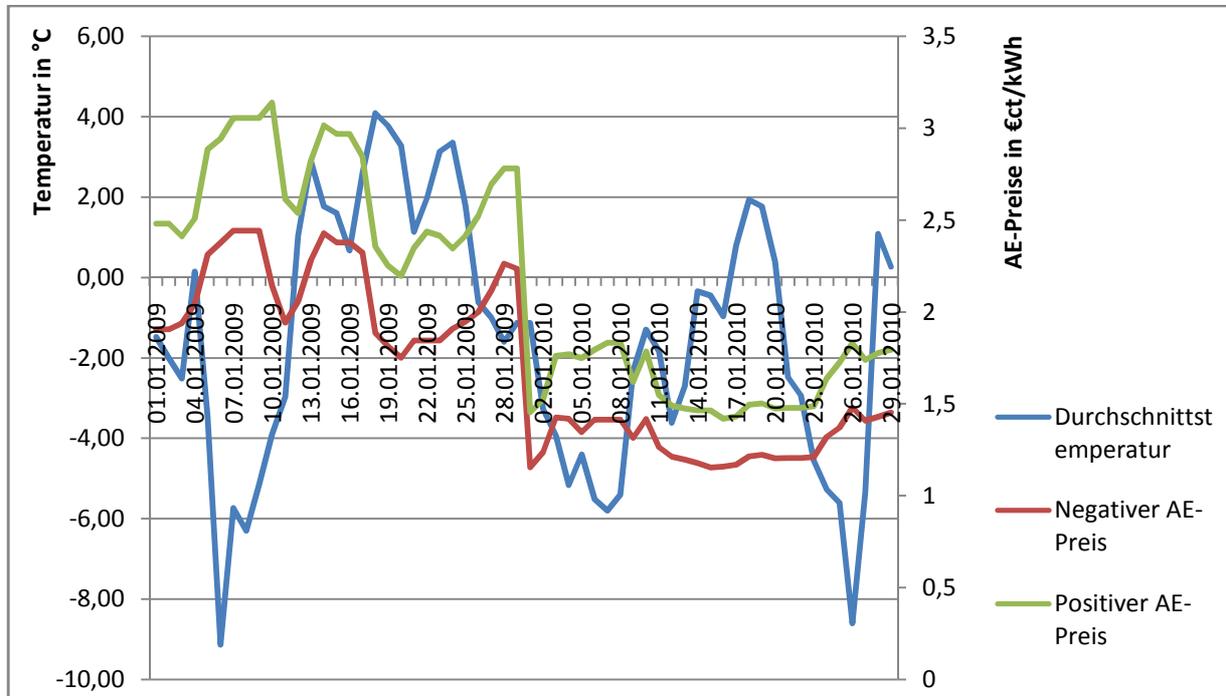
Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Der Monat Jänner zeigt erstmals einen gewissen Zusammenhang zwischen den Temperaturwerten und Preisdaten. Im Jahr 2009 steigen die Ausgleichsenergiepreise sobald die Temperaturkurve von knapp Null auf etwa -9 °C sinkt. Auch der weitere Verlauf zeigt, dass die Preise bei einem Temperaturabfall wachsen und bei einem Temperaturanstieg wieder abnehmen. Dies geschieht jedoch während des Monats in unterschiedlichen Ausmaßen. Es ist somit nicht erkennbar, ab welchen Anstieg bzw. Abfall der Temperaturen die Ausgleichsenergiepreise reagieren. Ende Jänner 2009 verlaufen die Kurven interessanterweise relativ parallel. Das Jahr 2010 zeigt zu Beginn ebenfalls einen Preisanstieg bei Temperaturabfall und vice versa. Jedoch reagieren die Preise nicht sofort auf eine Änderung der Temperatur und ab Mitte Jänner 2010 bleiben die Ausgleichsenergiepreise auf einem ziemlich konstanten Niveau, während die Temperaturen stark schwanken.

Was jedoch im Jänner der beiden betrachteten Jahre auffällig ist, dass hier die Preiskurven im 2009 auf einem niedrigeren Niveau sind, als im Jahr 2010. November und Dezember zeigen 2010 weitaus höhere Preise als 2009. Der Anstieg der Ausgleichsenergiepreise 2010 muss somit nach Jänner 2010 erfolgen. Die Excel Korrelationswerte von Jänner 2009 bis 2010 zeigen wider Erwarten erstmals einen geringen posi-

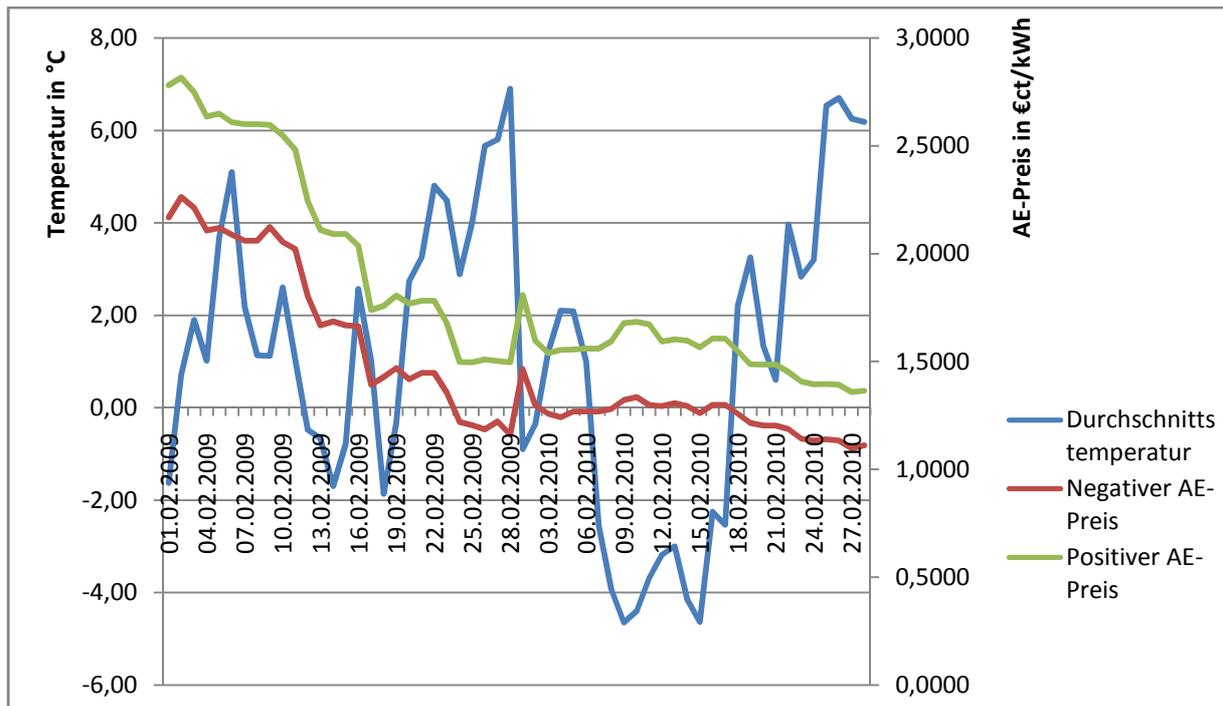
tiven Zusammenhang und betragen  $0,2174$  bzw.  $0,2834$ . Die nächste Grafik soll zeigen, ob die Preise verspätet – um zwei Tage zeitversetzt – mehr oder weniger auf Temperaturänderungen reagieren.



**Abbildung 30: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Jan 2009- Jan 2010 zeitversetzt**  
 Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011  
 Eigene Darstellung

Auch auf dieser Grafik ist ein höherer Zusammenhang im Jahr 2009 erkennbar. Beim ersten Temperaturabfall steigen die Preise auf dieser Grafik sofort ab, das auf eine zeitversetzte Reaktion hinweist. Der restliche Kurvenverlauf zeigt einen ähnlichen Zusammenhang zwischen Temperaturen und Ausgleichsenergiepreisen wie die Grafik zuvor. Dies bestätigen auch die Excel Korrelationswerte von  $0,1201$  bzw.  $0,1019$ .

Zuletzt wird der Monat Februar ebenfalls für die Jahre 2009 und 2010 näher betrachtet. Folgende Grafik zeigt den Temperatur-Ausgleichsenergiepreisverlauf.

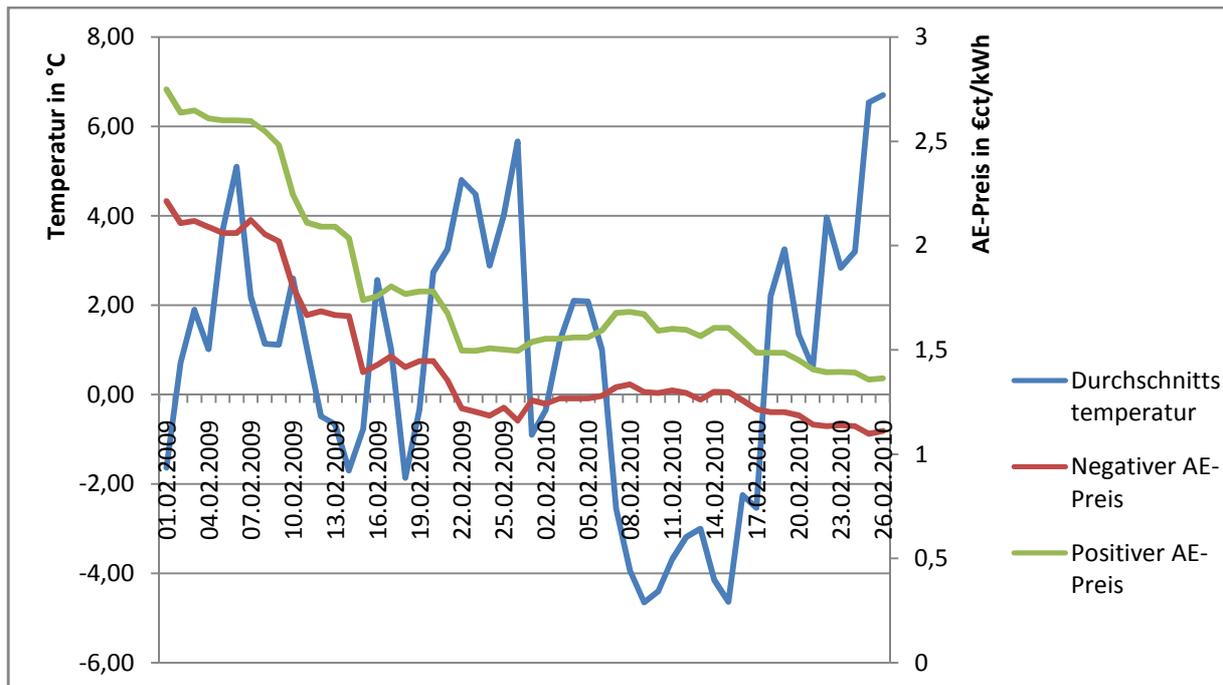


**Abbildung 31: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Feb 2009- Feb 2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Auf dieser Grafik ist deutlich zu erkennen, dass die Preise eine fallende Tendenz haben und somit nicht von den stark schwankenden Temperaturen während des Zeitraums beeinflusst werden. Wie bereits der Monat Jänner zeigt auch der Februar 2010 tiefere Preise als im Jahr davor. Die Excel Korrelationswerte sind wie bereits im November und Dezember negativ – wenn auch deutlich geringer - und betragen  $-0,0807$  bei negativen und  $-0,0881$  bei positiven Ausgleichsenergiepreisen. Somit zeigt sich ein noch geringerer Zusammenhang zwischen Preisen und Temperaturen. Ob eine zeitversetzte Reaktion der Preise erfolgt, zeigt die folgende Grafik.



**Abbildung 32: Verlauf AE-Preis vs. Temperatur Feb 2009- Feb 2010 zeitversetzt**  
 Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011  
 Eigene Darstellung

Erkennbar sind lediglich zu Beginn 2009 tiefe Temperaturen und höhere Preise Ende Februar 2009. Temperaturschwankungen während des Monats rufen keine antizyklischen Bewegungen der Preiskurven hervor. Die Preise sind permanent abfallend. Wie bereits in der vorigen Grafik erkennbar war, zeigen die Kurven im Februar 2010 eine noch geringere Reaktion als im Jahr davor. Die Excel Korrelationswerte liegen in der zeitversetzten Betrachtung im Minusbereich  $-0.0066$  bzw.  $-0,0069$ , was die bisher niedrigste Korrelation bedeutet.

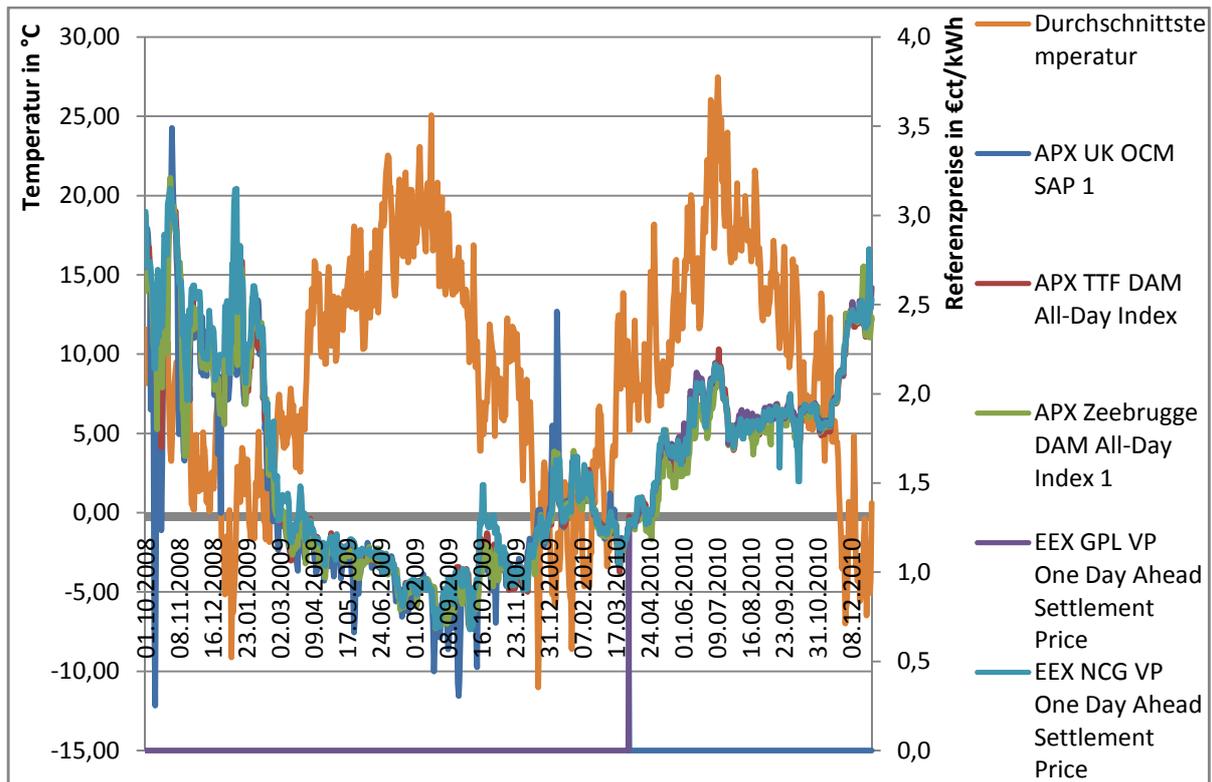
Zusammengefasst lässt sich an den neun Grafiken erkennen, dass für den betrachteten Gesamtzeitraum und für November bis Jänner per se keine Abhängigkeit zwischen Temperatur und Ausgleichsenergiepreise vorhanden ist. Die berechneten Korrelationen sind durchwegs gering negativ abgesehen vom Monat Jänner. Eine zeitversetzte Betrachtung zeigt das gleiche Ergebnis. Es ist zu überlegen, welche anderen Faktoren einen Einfluss auf die Preisentwicklung haben. Auffällig ist, dass die Ausgleichsenergiepreise generell zwischen Anfang 2009 und Anfang 2010 auf einem vergleichswisen niedrigen Niveau liegen, was mit dem Zeitpunkt der Wirtschaftskrise in etwa übereinstimmt. Somit liegt die Vermutung nahe, dass die Krise einen möglichen Einflussfaktor der Preisentwicklung der Referenzpreise und im Endeffekt auf die Ausgleichsenergiepreise darstellt. Dies ist im folgenden Kapitel noch deutlicher

zu sehen. Dieses setzt sich mit dem Zusammenhang einzelner Referenzpreise und der Temperaturentwicklung auseinander. Zusätzlich spielt möglicherweise der Gasverbrauch eine Rolle. Hier ist zu vermuten, dass während hohen Verbrauchszeiten die Preise höher als während Niedrigverbrauchszeiten sind. Es bleibt an dieser Stelle jedoch offen, welche Faktoren in diesem Zeitraum tatsächlich einen Einfluss auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise haben. Definitiv lässt sich sagen, dass für den betrachteten Zeitraum 1.10.2008 bis 31.12.2010 die Temperaturen nicht der ausschlaggebende Faktor sind.

Da der Ausgleichsenergiepreis auf Basis von Referenzpreisen berechnet wird, stellt die Entwicklung der Referenzpreise ebenfalls einen gewissen Einfluss dar. Deshalb soll im nächsten Kapitel überprüft werden, ob einer der insgesamt fünf Referenzpreise eine höhere Abhängigkeit zu der Temperaturentwicklung aufweist als die anderen. Dadurch lässt sich im weiteren Sinn erkennen, ob es zu einem stärkeren Zusammenhang käme, wenn die Ausgleichsenergiepreise lediglich auf Basis eines bestimmten Referenzpreises gebildet werden.

#### **4.3.2. Korrelation Temperatur-Referenzpreise**

In diesem Kapitel wird die Entwicklung der einzelnen Referenzpreise in Bezug auf den Temperaturverlauf analysiert. Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Temperatur des gesamten Betrachtungszeitraums von 1.10.2008 bis 31.12.2010 sowie die Entwicklung aller Referenzpreise, wobei ab 1.4.2010 der Britische National Balance Point durch den Referenzpreis Gaspool ersetzt wird.



**Abbildung 33: Verlauf Temperatur-Referenzpreise 1.10.2008-31.12.2010**

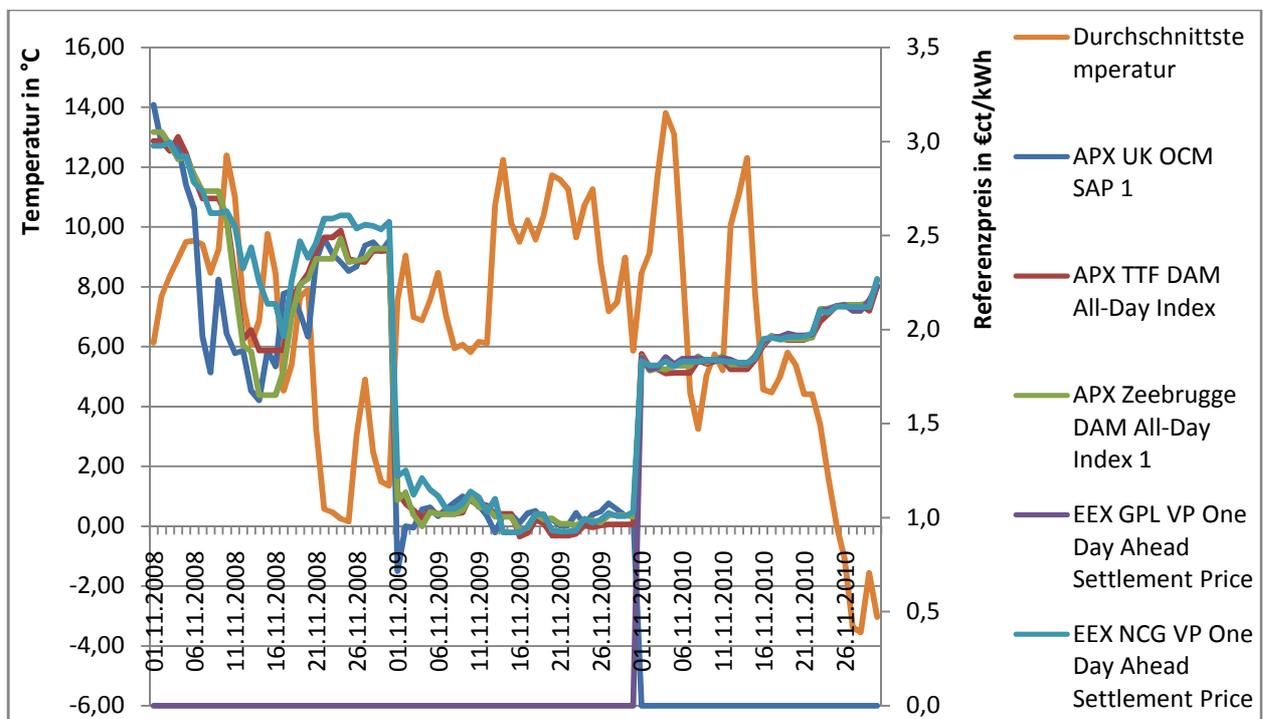
Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Es lässt sich grundsätzlich festzustellen, dass die jeweils vier Referenzpreise relativ gleich verlaufen. Als Ausreißer ist vor allem die Kurve des National Balance Point in den Wintermonaten 2008 und 2009 zu erkennen. Im Jahr 2009 zeigt die Grafik eine antizyklische Bewegung der Preiskurven und der Temperaturentwicklung, was auf einen negativen Preis-Temperatur-Zusammenhang schließen lässt. Die Preise sind am niedrigsten bei den höchsten Temperaturen und sinken bzw. steigen, wenn längerfristig die Nullgrenze überschritten wird. Interessanterweise setzt sich diese Entwicklung nicht ins Jahr 2010 fort. Wie bereits bei den Ausgleichsenergiepreisen festgestellt wurde, steigen die Referenzpreise kontinuierlich an trotz hoher Temperaturen in den Monaten Juni bis September. Wie in den beiden Jahren zuvor ist der stärkste Preisanstieg beim Unterschreiten der Nullgrenze feststellbar.

Da sich die Temperaturen auf das Marktgebiet Gaspool beziehen, wird die Vermutung angestellt, dass der Referenzpreis Gaspool die höchste Korrelation aufweist. Dies soll im Folgenden anhand der Excel Korrelationswerte überprüft werden. Dabei ist zu bedenken, dass lediglich für 9 Monate die Überprüfung des Zusammenhangs zwischen Temperatur und dem Referenzpreis Gaspool in dieser Arbeit möglich ist.

Der Excel Korrelationswerte des Referenzpreises Gaspool und der Durchschnittstemperatur beträgt  $-0,3427$  für den 9-Monate-Betrachtungszeitraum, was die eingehende Vermutung eindeutig widerlegt. Auch die Korrelation der restlichen Referenzpreise liegt in diesem Wertebereich, wobei hier der Betrachtungszeitraum die gesamten 27 Monate ist. Somit weist der Excel Korrelationswert für den niederländischen Referenzpreis TTF  $-0,3055$ , für den belgischen Zeebrugge Hub  $-0,3335$  und für den deutschen Net Connect Germany virtuellen Handelspunkt  $-0,3337$ . Einzig der Britische NBP für den Betrachtungszeitraum von 18 Monaten zeigt einen negativ mittleren Korrelationswert von  $-0,5304$ . Obwohl der NBP den höchsten negativen Zusammenhang aufweist, wurde dieser im April 2010 durch den virtuellen Handelspunkt Gaspool ersetzt. Jedoch ist dabei zu beachten, dass im Jahr 2010 die gesamten Preise einen anderen Verlauf als im Jahr davor zeigen. Die Korrelation des NBP wurde lediglich für den Zeitraum berechnet, in dem auch die weiteren Preise eine negative Reaktion auf die Temperaturentwicklung zeigen. Nach der Betrachtung der gesamten Untersuchungsperiode, widmet sich das restliche Kapitel folgend den Monaten November bis Februar im Jahresvergleich. Die nächste Grafik zeigt die Entwicklung der Temperatur und Referenzpreise von November 2008 bis November 2010.



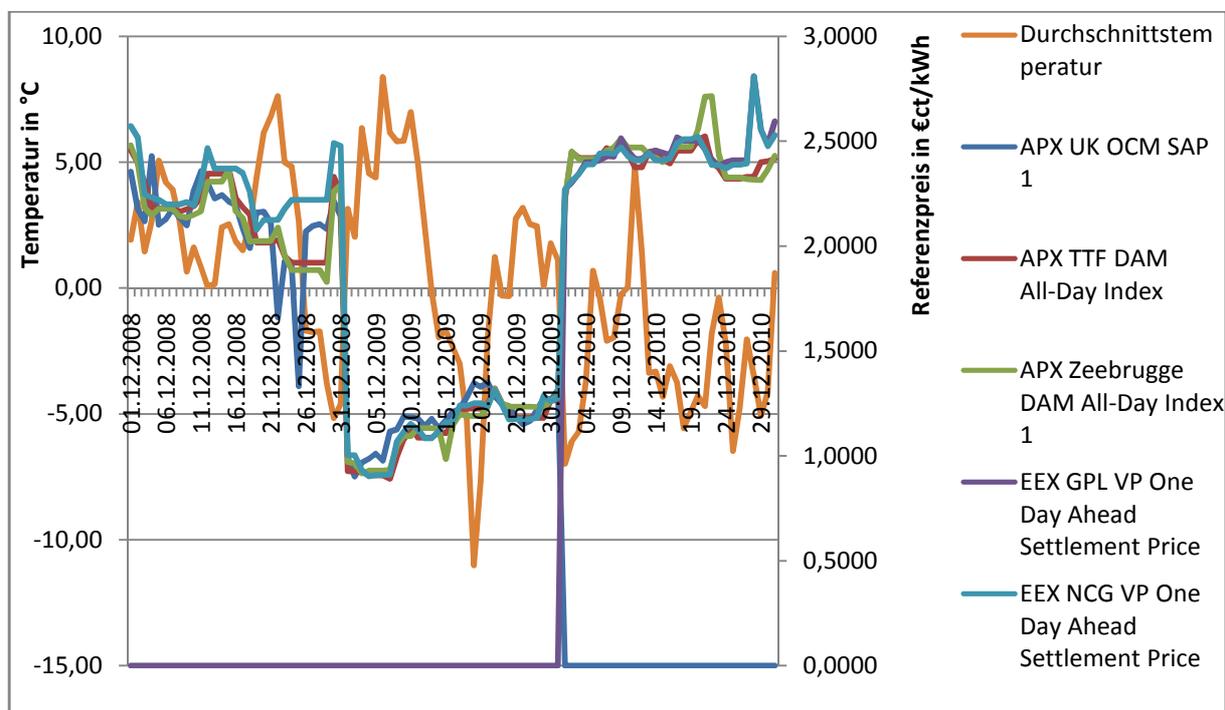
**Abbildung 34: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Nov 2008 – Nov 2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Die Grafik zeigt ein ähnliches Bild wie jene der Ausgleichspreise im November 2008 bis 2010. Dies war anzunehmen, da die Referenzpreise die Basis für die Ausgleichsenergiepreise sind. Deshalb soll der Fokus verstärkt auf die Korrelationswerte gelegt werden, die zeigen ob gewisse Preise stärker korrelieren als andere. Die Excel-Korrelationswerte liefern für November ein aufschlussreiches Ergebnis. Hier bestätigt sich die zuvor aufgestellte Vermutung, dass der Referenzpreis Gaspool den höchsten Zusammenhang zu den Temperaturen im zugehörigen Marktgebiet liefert. Der negative Korrelationswert beträgt  $-0,8541$ , was auf einen höheren negativen Zusammenhang hinweist. Einen mittleren negativen Zusammenhang liefert der Korrelationswert des NBP von  $-0,4495$ . Die restlichen Referenzpreise wiederum weisen eine geringe negative Korrelation mit Werten von  $-0,3520$  (Zeebrugge),  $-0,3565$  (TTF) und  $-0,3599$  (NCG) auf.

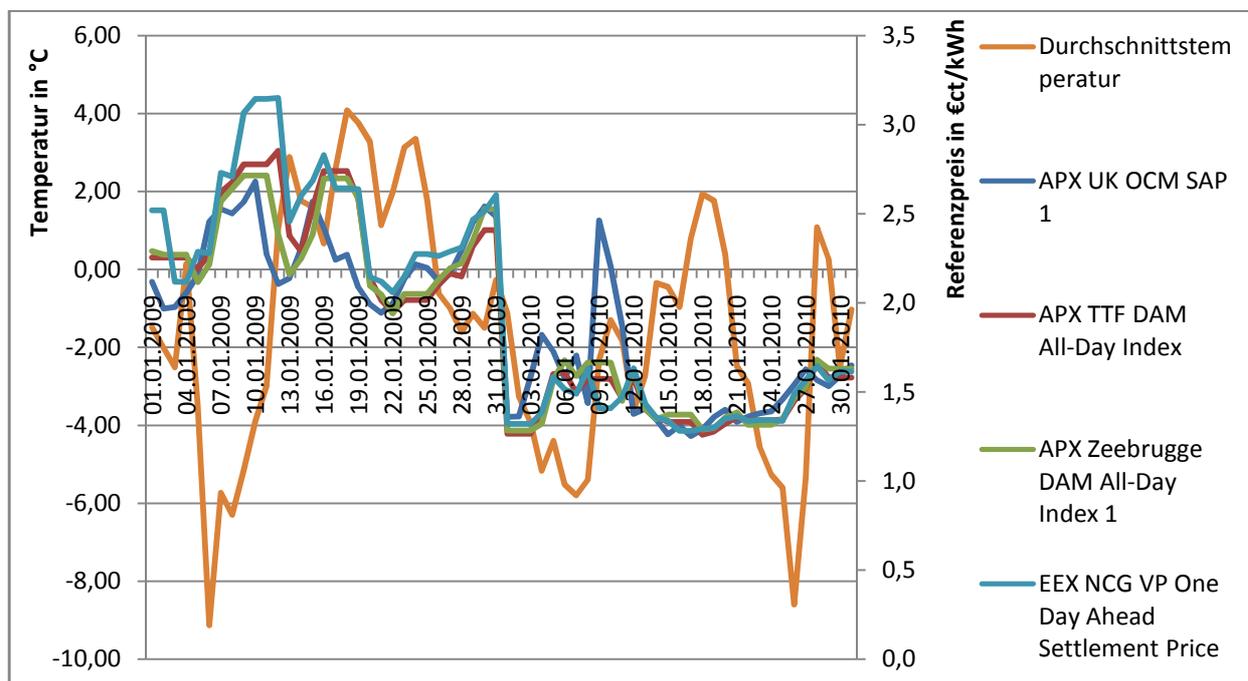
Die folgende Grafik zeigt nun die Entwicklung der Referenzpreise und Temperatur im Betrachtungszeitraum Dezember 2008 bis 2010.



**Abbildung 35: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Dez 2008 – Dez 2010**  
 Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011  
 Eigene Darstellung

Mithilfe der Excel Korrelationswerte ist erkennbar, dass der NCG virtuelle Handelspunkt, sowie der belgische und niederländische Referenzpreis ähnliche Resultate wie im November aufweisen und somit einen geringen Zusammenhang zur Temperatur zeigen. Einen noch geringeren Wert weisen sowohl der NBP als auch Gaspool auf. Der Korrelationskoeffizient von NBP beträgt  $-0,0541$  und von Gaspool  $0,0757$ . Dies bedeutet einen sehr geringen negativen bzw. positiven Zusammenhang zwischen den Temperaturen und den beiden Referenzpreisen. Da für Jänner und Februar noch keine Ergebnisse für die Korrelation zwischen dem Referenzpreis Gaspool und der Temperaturentwicklung vorliegen, bleibt offen ob der hohe Korrelationswert im November ein Zufall war oder ob hier tatsächlich die Vermutung bestätigt wird, dass für das Marktgebiet Gaspool und dem dazugehörigen Preis eine hohe Abhängigkeit besteht.

Die folgende Grafik zeigt den Referenzpreis-Temperatur-Verlauf des Monats Jänner im 2-Jahres-Vergleich.



**Abbildung 36: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Jan 2009 – Jan 2010**

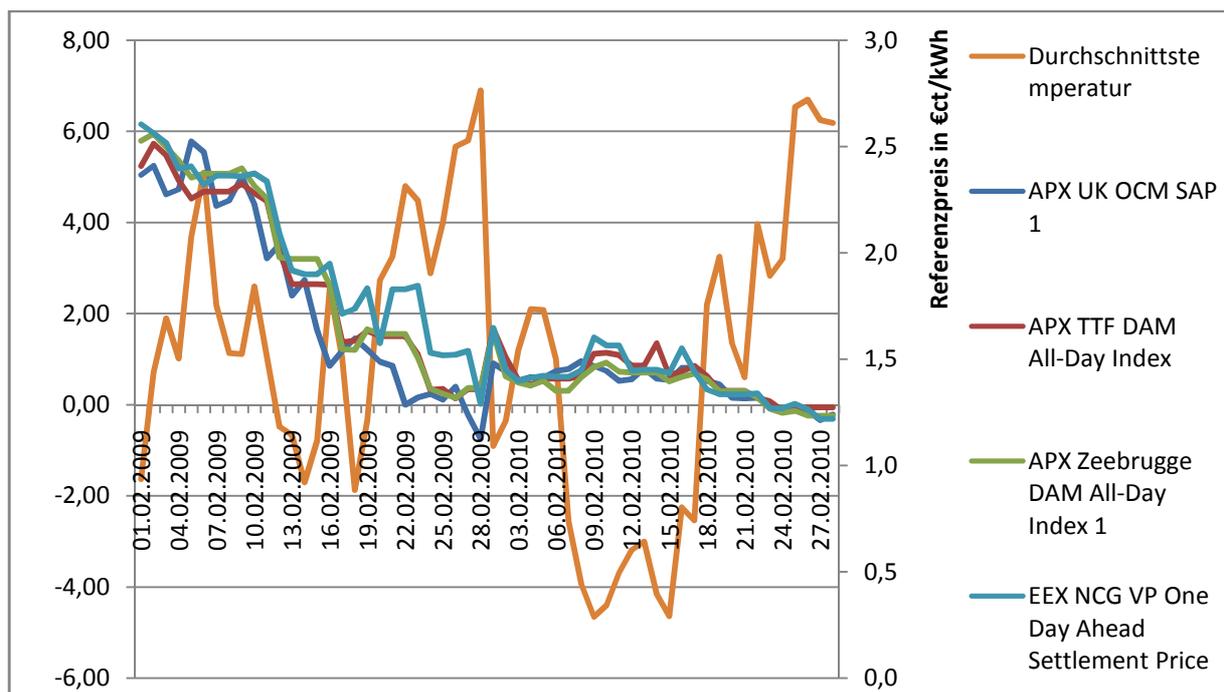
Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Wie bereits erwähnt wurde, sind für den Betrachtungszeitraum noch keine Daten des Referenzpreises Gaspool verfügbar, da dieser erst im April 2010 den britischen NBP ersetzte. Die Excel Korrelationswerte zeigen, dass in diesem Fall kein negativer son-

dem ein positiver Zusammenhang besteht, der jedoch sehr gering ist. Die Korrelationskoeffizienten sind 0,2220 (Zeebrugge), 0,2269 (TTF), 0,2190 (NCG) und der geringste 0,1180 (NBP). Das Ergebnis liefert einen ähnlichen Zusammenhang wie bereits die Ausgleichsenergiepreise in Bezug auf die Temperaturentwicklung.

Zu guter Letzt wird der Monat Februar im Betrachtungszeitraum analysiert. Hier fehlt erneut der Referenzpreis des virtuellen Handelspunkts Gaspool.



**Abbildung 37: Verlauf Temperatur-Referenzpreise Feb 2009 – Feb 2010**

Quelle: Gaspool 2011 und Deutscher Wetterdienst 2011

Eigene Darstellung

Obwohl hier der Monat Februar in zwei aufeinanderfolgenden Jahren betrachtet wird, scheinen auf dieser Grafik die Referenzpreise kontinuierlich zu fallen wie bereits bei den Ausgleichsenergiepreisen erkennbar war. Die Temperaturen sind hier eindeutig nicht der ausschlaggebende Faktor. Die Excel Korrelationswerte unterstreichen die Feststellung aufgrund der obigen Grafik. Für den Betrachtungsmonat betragen die Korrelationskoeffizienten  $-0,0704$  für Zeebrugge,  $-0,1047$  für TTF,  $-0,0635$  für NCG und  $-0,1114$  für den NBP.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass wie bereits bei den Ausgleichsenergiepreisen ein schwacher negativer Zusammenhang zwischen den einzelnen Referenzpreisen und Temperaturentwicklung existiert. Für den gesamten Betrachtungszeitraum,

sowie für November, Dezember und Februar, ist die Korrelation gering negativ. Im Jänner lässt sich interessanterweise wider Erwarten ein leicht positiver Zusammenhang erkennen. In beiden Fällen sind die Korrelationskoeffizienten sehr gering. Die Vermutung, dass der Referenzpreis des virtuellen Handelsplatzes Gaspool den höchsten Zusammenhang aufweist, bestätigt sich im Monat November mit  $-0,8541$ . Der Folgemonat Dezember widerlegt dies wiederum, das auf eine zufällige Abhängigkeit schließen lässt bzw. offen für weitere Betrachtungsperioden bleibt. Für Jänner und Februar konnte aufgrund der vorhandenen Daten noch keine Korrelation zwischen dem Referenzpreis Gaspool und den Temperaturen in diesem Marktgebiet ermittelt werden. Der belgische und niederländische Referenzpreis, sowie jener des virtuellen Handelspunktes Net Connect Germany weisen in sämtlichen Betrachtungsperioden ähnliche Werte auf. Der ehemals herangezogene Referenzpreis National Balance Point zeigt vor allem in der Betrachtung des gesamten Zeitraumes – in diesem Fall 18 Monate – die höchste negative Korrelation mit den Temperaturdaten. Auf eine zeitversetzte Betrachtung wird in der Betrachtung des Temperatur-Referenzpreis-Verlaufs verzichtet.

Aus den Grafiken, sowie aus den Korrelationskoeffizienten des Temperatur-Ausgleichsenergiepreis-Verlaufs und des Temperatur-Referenzpreise-Verlaufs, lässt sich schließen, dass ein geringer negativer Zusammenhang zwischen den Werten vorliegt. Die Entwicklung des Preises muss somit auf weitere Einflussfaktoren zurückzuführen sein, die im vorigen Kapitel bereits erläutert wurden. Für weitere Untersuchungen bleibt offen welche Komponenten tatsächlich die Preise beeinflussen oder ob sich nach 2010 ein höherer Zusammenhang zwischen Temperatur und Preisen zeigt. In wie weit die erwähnte Wirtschaftskrise, der Gasverbrauch und andere Faktoren eine Rolle spielen, wird in dieser Arbeit nicht weiter erläutert, sondern kann für weitere Untersuchungen herangezogen werden.

## 5. Conclusio

Ziel der Arbeit war es zunächst einen Überblick über die Funktionsweise des deutschen Gas- bzw. Ausgleichsenergiemarktes zu geben. Ausgangspunkt ist die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes, die 2005 durch das neue Energiewirtschaftsgesetz gesetzlich fixiert wurde. Auf Basis des Gesetzes entstanden die Kooperationsvereinbarung und das Zweivertragsmodell, die die Zusammenarbeit der Marktteilnehmer, den freien Netzzugang und weitere Eckpunkte der Liberalisierung regeln. Da seit der Liberalisierung des Gasmarktes die Rahmenbedingungen ständig Veränderungen unterworfen sind, musste ein gewisser Zeitpunkt für die deskriptive Darstellung gewählt werden. Änderungen nach April 2011 wurden somit nicht mehr berücksichtigt. Einen Effekt dieser Entwicklung stellt die Reduktion der Marktgebiete dar. Zu Beginn dieser Arbeit gab es noch sechs Marktgebiete, die in der Zwischenzeit auf zwei reduziert wurden. Dadurch soll die Kooperation der bestehenden und der Zutritt neuer Marktteilnehmer vereinfacht werden. Ein wichtiger Punkt für die Umsetzung des liberalisierten Gasmarktes war die Einführung zweier Modelle. Diese sind GABi Gas, welches vor allem die Mengenzu- und abfuhr regelt und GeLi Gas, welches die Rahmenbedingungen für die Vereinheitlichung der Lieferantenprozesse vorgibt. Beide Konzepte wurden in der Arbeit ausführlich erläutert.

Ein weiterer wichtiger Punkt dieser Arbeit ist die Gegenüberstellung des deutschen zum österreichischen Gas- und insbesondere des Ausgleichsenergiemarktes. Beim Vergleich wird deutlich, dass wesentliche Unterschiede zwischen der Organisation des liberalisierten Gasmarktes und den Zuständigkeiten existieren. Der größte Unterschied ist jedoch in der Preisermittlung feststellbar, da in Österreich die Berechnungsbasis eine vorgegebene Formel und in Deutschland vier Referenzpreise sind.

Auf Basis der Temperaturentwicklung sowie den Referenz- und Ausgleichsenergiepreisen des Marktgebietes Gaspool wurde der analytische Teil aufgebaut. Ziel ist es hier einerseits die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises zu rekonstruieren und andererseits Einflüsse auf die Preisentwicklung aufzudecken. Das Augenmerk wurde auf den Einflussfaktor Temperatur gelegt. Mittels einer Zeitreihenanalyse werden zunächst mögliche Einflüsse auf die Ausgleichsenergiepreisentwicklung modellhaft dargestellt. Durch die Methode der kleinsten Abweichungsquadrate und der Hilfe des

Programmes MATLAB erfolgt anschließend die Nachbildung des tatsächlichen Kurvenverlaufs. Mit Hilfe der Korrelationsanalyse in Excel wird veranschaulicht, ob und wie weit Temperaturen und Preise zusammenhängen. Dabei ist für den betrachteten Zeitraum eindeutig festzustellen, dass sowohl die Ausgleichs- als auch die einzelnen Referenzpreise nicht oder kaum durch die Temperaturentwicklung beeinflusst wurden. Es muss somit angenommen werden, dass andere Faktoren auf den Preisverlauf einwirken. Diese könnten einerseits der Gasverbrauch oder der Ölpreisverlauf sein. Weiteres ist anzunehmen, dass die zum betrachteten Zeitraum herrschende Wirtschaftskrise einen enormen Einfluss auf den Preistiefstand zwischen Anfang 2009 bis Anfang 2010 hat. In dieser Arbeit wird jedoch ausschließlich der Temperatureinfluss eindeutig untersucht und somit bleibt für weitere Untersuchungen offen, welche Faktoren tatsächlich auf den Preisverlauf einwirken.

Abschließend ist zu sagen, dass der deutsche Gasmarkt eine hohe Dynamik aufweist. Die Rahmenbedingungen unterliegen einem permanenten Änderungsprozess. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht laufend Anpassungsvorschläge oder Verbesserungsaufforderungen des Gasmarktes. Der deskriptive und analytische Teil dieser Arbeit ist somit ausschließlich auf den betrachteten Zeitraum zu beziehen.

## 6. Literatur

AGCS Gas Clearing & Settlement: Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung in der Regelzone Ost. 2010

[http://www.agcs.at/static/cms/sites/agcs.at/media/downloadcenter/samples/rules\\_regulations/new\\_version/AnhAusgleichsenergiebewirtschaftung\\_V4.0\\_clean.pdf](http://www.agcs.at/static/cms/sites/agcs.at/media/downloadcenter/samples/rules_regulations/new_version/AnhAusgleichsenergiebewirtschaftung_V4.0_clean.pdf) [letzter Zugriff 2. 8. 2011]

AGCS Gas Clearing & Settlement: Aufgaben. 2007

[http://www.agcs.at/company/our\\_tasks/](http://www.agcs.at/company/our_tasks/) [letzter Zugriff 7.2.2010]

AGCS Gas Clearing & Settlement: Ausgleichsenergiemarkt. 2007

[http://www.agcs.at/balance\\_energy\\_market/](http://www.agcs.at/balance_energy_market/) [letzter Zugriff 7.2.2010]

AGCS Gas Clearing & Settlement: Berechnungsformel für den Ausgleichsenergiepreis. 2003

[http://www.agcs.at/static/cms/sites/agcs.at/media/downloadcenter/samples/rules\\_regulations/new\\_version/Berechnung\\_Preis\\_AE\\_gueltig\\_ab\\_Okt\\_2003.pdf](http://www.agcs.at/static/cms/sites/agcs.at/media/downloadcenter/samples/rules_regulations/new_version/Berechnung_Preis_AE_gueltig_ab_Okt_2003.pdf) [letzter Zugriff 14.2.2011]

AGCS Gas Clearing & Settlement: Regelwerk. 2007

[http://www.agcs.at/rules\\_regulations/index.html](http://www.agcs.at/rules_regulations/index.html) [letzter Zugriff 28.10.2010]

AGGM Austrian Gas Grid Management AG: Aufgaben und Ziele

<http://www.aggm.at/jart/prj3/aggm/main.jart?rel=de&content-id=1171876301834&reserve-mode=active> [ letzter Zugriff. 4.2.2011]

Bandulet, Martin, Fuchs, Kira: Das neue System für Regel- und Ausgleichsenergie Gas in Deutschland – Eine Untersuchung der Anreizwirkungen. Zeitschrift für Energiewirtschaft 03/2009 [http://www.e-](http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/ZFE_3-2009_Regel-)

[bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/ZFE\\_3-2009\\_Regel-und\\_Ausgleichsenergie\\_Gas.pdf](http://www.e-bridge.de/fileadmin/templates/downloads/DE/ZFE_3-2009_Regel-und_Ausgleichsenergie_Gas.pdf) [letzter Zugriff 5.10.2010]

Billeter, Ernst P., Vlach, Vladimir: Zeitreihen-Analyse. Einführung in die praktische Anwendung. Würzburg 1981.

Bundesnetzagentur: Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas. 2011  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BerichtAusgleichRegelEnergieSysGaspdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BerichtAusgleichRegelEnergieSysGaspdf.pdf?__blob=publicationFile) [letzter Zugriff 9.5.2011]

Bundesnetzagentur: Beschlusskammer 7. Bilanzkreisvertrag. 2008  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/102122/publicationFile/4560/BK7-08-002\\_Bilanzkreisvertrag\\_Id14228pdf.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/102122/publicationFile/4560/BK7-08-002_Bilanzkreisvertrag_Id14228pdf.pdf) [letzter Zugriff 6.2.2010]

Bundesnetzagentur: Zuständigkeit und Aufgabenabgrenzung 2005.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/ZustaendigkeitUndAufgabenabgrenzung/zustaendigkeitundaufgabenabgrenzung\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/ZustaendigkeitUndAufgabenabgrenzung/zustaendigkeitundaufgabenabgrenzung_node.html) [letzter Zugriff 14.10.2010]

Bundesnetzagentur: Über die Agentur. Status der Bundesnetzagentur 2008.  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/DieBundesnetzagentur/UeberDieAgentur/UeberDieAgentur\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/DieBundesnetzagentur/UeberDieAgentur/UeberDieAgentur_node.html) [letzter Zugriff 14.10.2010]

Bundesnetzagentur: Öffentliche Konsultation zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete. 2010  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK7/Marktgebiete/%C3%96ffentliche%20Konsultation%20zur%20Bildung%20qualitaet%20uebergreifender%20Marktgebiete/Konsultation\\_inhalt\\_v04.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/BK7/Marktgebiete/%C3%96ffentliche%20Konsultation%20zur%20Bildung%20qualitaet%20uebergreifender%20Marktgebiete/Konsultation_inhalt_v04.html) [letzter Zugriff 14.10.2010]

Bundesnetzagentur: Historie der Liberalisierung. 2008  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/HistorieDerLiberalisierung/HistorieLiberalisierung\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/AllgemeineInformationen/HistorieDerLiberalisierung/HistorieLiberalisierung_node.html) [letzter Zugriff 24.10.2010]

Bundesnetzagentur: Mitteilungen der Beschlusskammer 7 zur Umsetzung zur Festlegung der Bilanzierung. Mitteilung 4. 2010

<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/152052/publicationFile/6186/GABi%20Mitteilung%20Nr%204%20Entwicklung%20Regelenergiebedarf%20final.pdf> [letzter Zugriff 31.12.2010]

Bundesnetzagentur: Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel (GeLi Gas). 2007

[http://www.ontras.com/content/Netzvermarktung/Download/Allgemeinen\\_Dokumente/GeLi\\_Gas\\_Anhang.pdf](http://www.ontras.com/content/Netzvermarktung/Download/Allgemeinen_Dokumente/GeLi_Gas_Anhang.pdf) [letzter Zugriff 20.3.2011]

Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Verband kommunaler Unternehmen (VKU): Leitfaden Geschäftsprozesse zur Führung und Abwicklung von Bilanzkreisen bei Gas 2008

[http://www.gasunie.de/cms/doc/doc\\_download.cfm?81E28F6D5056AD1948CA458D522C24A1](http://www.gasunie.de/cms/doc/doc_download.cfm?81E28F6D5056AD1948CA458D522C24A1) [letzter Zugriff 23.10.2010]

Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Strom (GPKE) und Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel Gas (GeLiGas) 2010.

[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Geschaeftsprozesse\\_zur\\_Kundenbelieferung\\_mit\\_Elektrizitaet\\_-\\_GPKE](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Geschaeftsprozesse_zur_Kundenbelieferung_mit_Elektrizitaet_-_GPKE) [letzter Zugriff 24.10.2010]

Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Erdgasspeicher für sichere Versorgung. 2007

[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_20090108\\_PM\\_Deutschland\\_verfuegt\\_ueber\\_groesse\\_Gasspeicher-Kapazitaeten/\\$file/090108\\_Liste\\_Erdgasspeicher.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_20090108_PM_Deutschland_verfuegt_ueber_groesse_Gasspeicher-Kapazitaeten/$file/090108_Liste_Erdgasspeicher.pdf) [letzter Zugriff 25.10.2010]

Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Stellungnahme. Maßnahmen zur Behebung von systematischen Schief lagen im RAM-System. Vorschlag zur Netzkontenabrechnung und Bilanzanalyse. 2010

<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/152054/publicationFile/6183/Anlage%201%20BDEW%20VKU%20GEODE%20Vorschlag%20Ma%C3%9Fnahmen%20im%20RAM%20System.pdf> [letzter Zugriff 3.1.2011]

Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Standardlastprofile  
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Standartlastprofile](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile) [letzter Zugriff 3.4.2011]

Dejure. Juristischer Informationsdienst: Energiewirtschaftsgesetz  
<http://dejure.org/gesetze/EnWG> [letzter Zugriff 4.4. 2011]

Deschkan, Peter: Businessplan Wien Energie Speicher GmbH 2008-2011.

Deutscher Wetterdienst: Klimadaten Deutschland 2011  
[http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=dwdwww\\_klima\\_umwelt\\_klimadaten\\_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigati-on%2FOeffentlichkeit%2FKlima\\_Umwelt%2FKlimadaten%2FKlDaten\\_kostenfrei%2Fausgabe\\_tageswerte\\_node.html%3F\\_nnn%3Dtrue](http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigati-on%2FOeffentlichkeit%2FKlima_Umwelt%2FKlimadaten%2FKlDaten_kostenfrei%2Fausgabe_tageswerte_node.html%3F_nnn%3Dtrue) [letzter Zugriff 28.10.2011]

E-Control: Ablauf des Wechsels des Versorgers oder der Bilanzgruppe. 2011  
[http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/WechselVO\\_20110225.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/WechselVO_20110225.pdf) [letzter Zugriff 8.8.2011]

E-Control: Ausgleichsenergie. 2009 <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/ausgleichsenergie> [letzter Zugriff 28.12.2010]

E-Control: Bilanzgruppen. 2009 <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/bilanzgruppen> [letzter Zugriff 28. 12. 2010]

E.ON: Stellungnahme. 2010  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/159050/publicationFile/8300/Stellungnahme\\_EGT.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/159050/publicationFile/8300/Stellungnahme_EGT.pdf) [letzter Zugriff 20.3.2011]

E.ON: Untertagespeicher.2010. <http://www.eon.com/de/businessareas/35322.jsp>  
[letzter Zugriff 25.10.2010]

Estermann, André, Quent, Marc, Ohmen, Stefan und Diermann, Michael: Warum stimmen Standardlastprofile nicht? In: Energie & Management. Zeitung für den Energiemarkt. Juni 2009

[http://www.michael-diermann.de/2009-05-16\\_Artikel-SLP\\_Langfassung\\_KS\\_TSG.pdf](http://www.michael-diermann.de/2009-05-16_Artikel-SLP_Langfassung_KS_TSG.pdf) [letzter Zugriff 4.11.2010]

European Energy Exchange AG: Unternehmensstruktur. 2010

<http://www.eex.com/de/EEX> [letzter Zugriff 2.11.2010]

Gaspool: Preise für Ausgleichsenergie. 2011

[http://www.gaspool.de/ausgleichsenergie\\_preise.html?&no\\_cache=1](http://www.gaspool.de/ausgleichsenergie_preise.html?&no_cache=1) [letzter Zugriff 28.10.2010]

Gaspool: Regel- und Ausgleichsenergieumlage. 2011 [http://datenservice.net-connect-](http://datenservice.net-connect-germany.de/Umlagekonto.aspx?MandantId=Mandant_Ncg&rdeLocaleAttr=de)

[germany.de/Umlagekonto.aspx?MandantId=Mandant\\_Ncg&rdeLocaleAttr=de](http://datenservice.net-connect-germany.de/Umlagekonto.aspx?MandantId=Mandant_Ncg&rdeLocaleAttr=de) [letzter Zugriff 14.2.2011]

Gaspool: Regelenergie. 2011 [http://www.gaspool.de/portal\\_regelenergie.html](http://www.gaspool.de/portal_regelenergie.html) [letzter Zugriff 10.5.2011]

Gaspool: Strukturierungsbeiträge. 2011

<http://www.gaspool.de/strukturierungsbeitraege.html> [letzter Zugriff 7.2.2011]

Gaspool: Unternehmen. 2011 <http://www.gaspool.de/unternehmen.html> [letzter Zugriff 1. 2. 2011]

Gasunie: Marktgebiete. 2008

<http://www.gasunie.de/cms/index.cfm?0A80899A5056AD1948DE93A2C7C2D841> [letzter Zugriff 23.10.2010]

Gaswirtschaftsgesetz: §12 Regelzonen. 2011

<http://www.jusline.at/index.php?cpid=ba688068a8c8a95352ed951ddb88783e&lawid=240&paid=12#> [letzter Zugriff 4.2.2011]

Hewicker, Christian, Kesting Stefanie: Der deutsche Regel- und Ausgleichsenergiemarkt Gas im Rahmen des neuen Energiewirtschaftsgesetzes und des darauf aufbauenden Gasnetzzugangsmodells. Gutachten. 2007

<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/35886/publicationFile/1594/GutachtenLangfassungId12002pdf.pdf> [letzter Zugriff 14.10.2010]

Kema: Konzeptstudie zur Integration H-Gas und L-Gas-Marktgebieten. 2010

[http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/159052/publicationFile/8304/KEMA\\_Integration\\_H\\_und\\_L\\_Gas\\_Marktgebiete\\_final\\_%20report\\_%2020100806.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/159052/publicationFile/8304/KEMA_Integration_H_und_L_Gas_Marktgebiete_final_%20report_%2020100806.pdf) [letzter Zugriff 23.10.2010]

König, Christian, Kühling Jürgen und Winfried Rasbach: Energierecht. 2. Auflage. Frankfurt am Main 2008.

Kooperationsvereinbarung: Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen 2008

[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_7HAH8N\\_Kooperationsvereinbarung\\_Gas/\\$file/Kooperationsvereinbarung%20Gas%2020080729.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7HAH8N_Kooperationsvereinbarung_Gas/$file/Kooperationsvereinbarung%20Gas%2020080729.pdf) [letzter Zugriff 25.10.2010]

Leuschner, Udo: Nur noch sechs Marktgebiete für Gas. Energiechronik 09/2009

<http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/090911.htm> [letzter Zugriff 23.10.2010]

Mathe-Online: Die Korrelation von Merkmalen <http://www.mathe-online.at/materialien/klaus.berger/files/regression/korrelation.pdf> [letzter Zugriff 23.11.2011]

Net Connect Germany: Erläuterung zur Veröffentlichung des Umlagekontos.

[http://datenservice.net-connect-germany.de/Umlagekonto.aspx?MandantId=Mandant\\_Ncg&rdeLocaleAttr=de](http://datenservice.net-connect-germany.de/Umlagekonto.aspx?MandantId=Mandant_Ncg&rdeLocaleAttr=de) [letzter Zugriff 14.2.2011]

Net Connect Germany: Informationen zur Preisberechnung (Stand Oktober 2010).

2010 <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xbcr/SID-D73F6DD3->

[772CBAC7/ncg/2010-10-13 Informationen zur Preisbildung der NCG.pdf](#) [letzter Zugriff 14.2.2011]

Net Connect Germany: Regelenergie. 2011 <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-88735C72-869EB112/ncg/hs.xsl/1450.htm> [letzter Zugriff 10.5.2011]

Net Connect Germany: Unternehmensinformationen Net Connect Germany. <http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-3F02402D-1DB4409E/ncg/hs.xsl/797.htm> [letzter Zugriff 7.2.1010]

OMV Konzern: Gastransport in Österreich  
[http://www.omv.com/portal/01/com!/ut/p/c5/04\\_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hfA0sPN89Qo1BHE08DpyBTSzdTAwgAykeaxRv4m1oEejk6G7kauHt6-HqYGh-vA5PHrDk5J1ffzyM9N1S\\_ljSgHAKm5hV4!/dl3/d3/L0IKaUlnQSEhL3dMTUFJc0FBa2chIS80UHd3Q01nakVJekMvZGUvNI8wTzU4UUpBQzJFMEdJSE1IMUkxMDAwMDAwMC82XzBPNTThRSkFDMkUwR0IITUhKUTEwMDAwMDAwLzZfME81OFFKQUMyRTBHSUhNSEpSMTAwMDAwM-DAvNI8wTzU4UUpBQzJFMEdJSE1IQIMxMDAwMDAwMA!!/](http://www.omv.com/portal/01/com!/ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hfA0sPN89Qo1BHE08DpyBTSzdTAwgAykeaxRv4m1oEejk6G7kauHt6-HqYGh-vA5PHrDk5J1ffzyM9N1S_ljSgHAKm5hV4!/dl3/d3/L0IKaUlnQSEhL3dMTUFJc0FBa2chIS80UHd3Q01nakVJekMvZGUvNI8wTzU4UUpBQzJFMEdJSE1IMUkxMDAwMDAwMC82XzBPNTThRSkFDMkUwR0IITUhKUTEwMDAwMDAwLzZfME81OFFKQUMyRTBHSUhNSEpSMTAwMDAwM-DAvNI8wTzU4UUpBQzJFMEdJSE1IQIMxMDAwMDAwMA!!/) [letzter Zugriff 20.10.2011]

Ontras: GABi Gas – grundlegende Anforderungen. 2009  
[http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/netze/dispatching09\\_vmueller.pdf](http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/gas/netze/dispatching09_vmueller.pdf) [letzter Zugriff 3.4.2011]

Preuß, Olaf: Die Vorratskammern sind prall gefüllt.  
[http://www.wingas.de/gw0803\\_erdgasspeicher.html](http://www.wingas.de/gw0803_erdgasspeicher.html) [letzter Zugriff 25.10.2010]

PricewaterhouseCoopers: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. 2. Auflage. München 2008.

Schäffer, Karl-August: Einführung in die Analyse saisonaler Zeitreihen In: Edel, Klaus, Schäffer, Karl-August und Stier, Winfried: Analyse saisonaler Zeitreihen. Heidelberg 1997, S. 23-42.

Stäck, Boris: Die Liberalisierung des deutschen Gasmarktes. 2009. Dissertation [http://miami.uni-muenster.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-4855/diss\\_staeck.pdf](http://miami.uni-muenster.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-4855/diss_staeck.pdf) [letzter Zugriff 20.3.2011]

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft: VIK Position zur Funktionsweise des Bilanzierungssystems GABi Gas – des Grundmodells der Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor. 2010 <http://www.vik.de/fileadmin/vik/Stellungnahmen/01-2010.pdf> [letzter Zugriff 20.3.2011]

Wingas: Speicherung. 2010 <http://www.wingas.de/628.html> [letzter Zugriff 1.3.2011]

## 7. Anhang

### 7.1. *Begriffsübersicht zu GABi Gas*

Folgende Begriffe finden im Kapitel zu GABi Gas Anwendung (BDEW, VKU 2008/Bandulet, Fuchs 2009/EnWG).

*Bilanzierungsperiode:* Die Bilanzierungsperiode ist der betrachtete Zeitraum für die Bilanzierung der für sämtliche Gasmengen. Der Zeitraum ist der sogenannte Gastag.

*Gastag:* Der Gastag umfasst einen Zeitraum von 6 Uhr früh eines Kalendertages bis 6 Uhr früh des darauffolgenden Kalendertages.

*Tagesbilanzierung/stündliche Bilanzierung:* Pro Gastag werden die eingespeisten und ausgespeisten Gasmengen gegenübergestellt und als Ausgleichsenergie ohne Toleranzen abgerechnet. Vor GABi Gas basierte die Gegenüberstellung von ein- und ausgespeisten Gasmengen auf einer stündlichen Basis mit kostenlosen Toleranzen für die Gashändler.

*Netzkonto:* Hier erfolgt (für die Tagesbilanzierung wichtig) die Gegenüberstellung auf Tagesbasis von eingespeisten Gasmengen in ein Netz und den allokierten ausgespeisten Gasmengen an Letztverbraucher und Übergaben an Speicher, nachgelagerte Netze oder angrenzende Marktgebiete.

*Ausgleichsleistungen:* Mittels Ausgleichsleistungen wird Energie bereitgestellt, die die Differenzen zwischen ein- und ausgespeister Energie decken sollen (genaueres siehe Definition Ausgleichs- und Regelenergie)

*Überspeisung/Unterspeisung:* Die ein- und ausgespeisten Gasmengen werden ergänzend auch stündlich gegenübergestellt. Hier kann es zu einer Überspeisung (Einspeisung > Ausspeisung) bzw. einer Unterspeisung (Einspeisung < Ausspeisung kommen) für die keine Ausgleichsleistungen anfallen, jedoch Strukturierungsbeiträge zu zahlen sind (siehe Kapitel der Preisgestaltung nach GABi Gas).

*Standardlastprofilermittlung:* Ist die Ermittlung der Lastprofile für die verschiedenen Kundengruppen. Lastenprofile teilen Kunden nach einem bestimmten Gasmengenverbrauch ein. Die Standardlastprofile entstehen entweder durch das analytische bzw. durch das synthetische Verfahren berechnet. Durch Anwendung des analytischen Verfahrens werden Lastenprofile im Nachhinein aufgrund von Verbrauchswerten und beim synthetischen Verfahren werden sie im Vorhinein aufgrund von Vorjahresverbrauch und Vorjahrestemperaturen entwickelt (eine detaillierte Beschreibung der Verfahren befindet sich im Anhang).

## **7.2. Verfahren zur Standardlastprofilermittlung**

Standardlastprofile sind die Verbrauchsprofile der unterschiedlichen Kundengruppen. Am Deutschen Markt für Ausgleichsenergie unterscheiden sich zwei Verfahren zur Lastprofilermittlung. Einerseits gibt es das synthetische und andererseits das analytische Verfahren. Wie im folgenden Kapitel erläutert wird, ist es in Deutschland zu erhöhten Bedarf an Regelenergie gekommen, das u. a. auch auf fehlerhafte Standardlastprofile zurückzuführen ist. In diesem Kapitel wird kurz erläutert wie die beiden Verfahren funktionieren und welche Probleme sie mit sich bringen.

### **Synthetisches Lastprofilverfahren**

Die Ausspeisemengen pro Lieferant und Kundengruppe werden beim synthetischen Verfahren „bottom-up“ ermittelt, das heißt die prognostizierten Mengen berechnen sich auf Basis der vom Netzbetreiber festgelegten Standardlastprofile und von den Verbrauchsprognosewerten. Die Prognosewerte resultieren aus der Messung des vorhergehenden Belieferungsjahres und den angenommen Tagesmitteltemperaturen. Differenzmengen ergeben sich bei diesem Verfahren aus den synthetische ermittelten Summenlastgang (Summe der synthetischen Lastprofile aller Gruppen) und der tatsächlichen Restganglinie des Ausspeisenetzes. Ausgeglichen werden diese Mengen zentral durch den Bilanzkreisnetzbetreiber und landen schließlich im Netzkonto des Ausspeisenetzbetreibers (Estermann et al 2009).

Die Gründe für die Abweichungen sind vielfältig und nur zum Teil beeinflussbar. Temperaturprognosen, die von externen Dienstleistern (Bsp. Wetterstationen) bezo-

gen werden, fallen nicht in die Einflussosphäre des Ausspeisenetzbetreibers. Ebenfalls nicht beeinflussbar ist das Kundenverhalten. Durch fehlerhafte Standardlastprofile können ebenfalls Differenzen auftreten, die jedoch durch den Ausspeisenetzbetreiber durch Korrektur der Lastprofile reduziert werden können. Messfehler, die von Netzbetreibern verursacht werden, sind ein weiterer Grund für das Entstehen von Differenzmengen. Der vorliegende Datenbestand, der sich auf die Profizuordnungen der Letztverbraucher sowie auf die Jahresverbrauchsprognose anwenden lässt, ist ein beeinflussbarer Faktor von Seiten des Netzbetreibers. Diesen zu verbessern, kann zu einer erhöhten Qualität des synthetischen Verfahrens führen (Estermann et al 2009).

### **Analytisches Verfahren**

Im Gegensatz zum synthetischen Verfahren werden hier die Profile „top-down“ ermittelt. Nach der tatsächlichen Auslieferung an die Verbraucher, sprich nach der tatsächlichen Restganglinie und den vorhandenen Verbrauchswerten, werden die Standardlastprofile festgelegt. Die Restganglinie resultiert aus der Netzlast reduziert durch die gemessenen Ausspeisungen, Netzverluste oder Messkorrekturen. Sie wird weiters auf alle Standardlastprofilkunden aufgeteilt. Entstehen Differenzen, werden diese Mengen zentral vom Bilanzkreisnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Für das analytische Verfahren wurde ein 2-Tages Versatz eingeführt, das bedeutet, dass die Allokation der Restlast die des vorvorhergehenden Tages entspricht. Dieser Versatz kann ebenfalls zu Differenzmengen führen (Estermann et al 2009).

Auch im analytischen Verfahren gibt es mehrere Gründe für das Entstehen von Differenzen. Wie bereits erwähnt, zählt der 2-Tages Versatz dazu, der jedoch durch den Netzbetreiber durch einen Korrekturfaktor vermindert werden könnte. Diese Korrekturverfahren würden jedoch nur zu einem besseren Ergebnis führen, wenn sie in einem komplexen mathematischen Verfahren ermittelt werden. Der ermittelte Korrekturfaktor müsste der Bundesnetzagentur von den Netzbetreibern vorgelegt und von ihr genehmigt werden. Daneben führen auch vom Ausspeisenetzbetreiber verursachte Messfehler zu Differenzmengen. Werden Fehler bei der Messung von RLM-Kunden gemacht, führt dies zu einem fehlerhaften Restlastgang und dies wiederum zu einer falschen Allokation der Restlast auf die Standardlastprofilkunden. Diese

Fehler können durch Plausibilisierungs- oder Ersatzwertverfahren minimiert werden. Nicht beeinflussbar durch die Marktteilnehmer sind Differenzmengen, die aufgrund des Kundenverhaltes oder aufgrund Brennwertdifferenzen entstehen (Estermann et al 2009).

### 7.3. Source Code und Approximation der Ausgleichsenergiepreis- und Temperaturkurve

#### Source Code

```

%% Laden der Daten und Definition der Parameter

[dT]=xlsread('Daten.xls');
x=1:822;
x=x';

T=dT(:,1);
negAE=dT(:,2);
posAE=dT(:,3);

y=T;
y1=negAE;
y2=posAE;

%% Lösen der Optimierungsaufgabe für die Temperaturdaten

X=[x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];
w=inv(X'*X)*X'*y;

X1=[x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];
w1=inv(X1'*X1)*X1'*y;

X2=[x.^9 x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];
w2=inv(X2'*X2)*X2'*y;

% Plotten der Ergebnisse

figure(1);
plot(x,y,'b');
grid on;
hold on;
plot(x,X*w,'r','Linewidth',2);
plot(x,X1*w1,'k','Linewidth',2);
plot(x,X2*w2,'m','Linewidth',2);
legend('Temperaturdaten','Approximation durch Polynom
8.Ordnung','Approximation durch Polynom 9.Ordnung','Approximation durch Po-
lynom 10.Ordnung');
xlabel('Tage');
ylabel('Temperatur [°C]');
axis([0 822 -20 40]);

```

```

%% Lösen der Optimierungsaufgabe für die AE-Preise

% negative AE:

X4=[x.^9 x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];
X5=[x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];

w4=inv(X4'*X4)*X4'*y1;
w5=inv(X5'*X5)*X5'*y1;

% positive AE:

X7=[x.^9 x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];
X8=[x.^8 x.^7 x.^6 x.^5 x.^4 x.^3 x.^2 x.^1 x.^0];

w7=inv(X7'*X7)*X7'*y2;
w8=inv(X8'*X8)*X8'*y2;

% Plotten der Ergebnisse

figure(2);
plot(x,y1,'r');
hold on
grid on
plot(x,y2,'g');
plot(x,X4*w4,'c--','Linewidth',2);
plot(x,X5*w5,'c','Linewidth',2);
plot(x,X7*w7,'k--','Linewidth',2);
plot(x,X8*w8,'k','Linewidth',2);
legend('AE negativ','AE positiv','Approximation AE neg. durch Polynom
10.Ordnung','Approximation AE neg. durch Polynom 9.Ordnung','Approximation
AE pos. durch Polynom 10.Ordnung','Approximation AE pos. durch Polynom
9.Ordnung');
xlabel('Tage')
ylabel('Cent/kWh');
axis([0 822 0 5]);

%% Plotten der Temperatur und der AE-Preise

figure(3);
[AX] = plotyy(x,y1,x,y,'plot')
hold on
plot(x,y2,'m');
grid on
set(get(AX(1),'Ylabel'),'String','AE-Preis')
set(get(AX(2),'Ylabel'),'String','Temperatur [°C]')
xlabel('Tage')
axis([0 900 0 4.5])
legend('AE negativ','AE positiv')

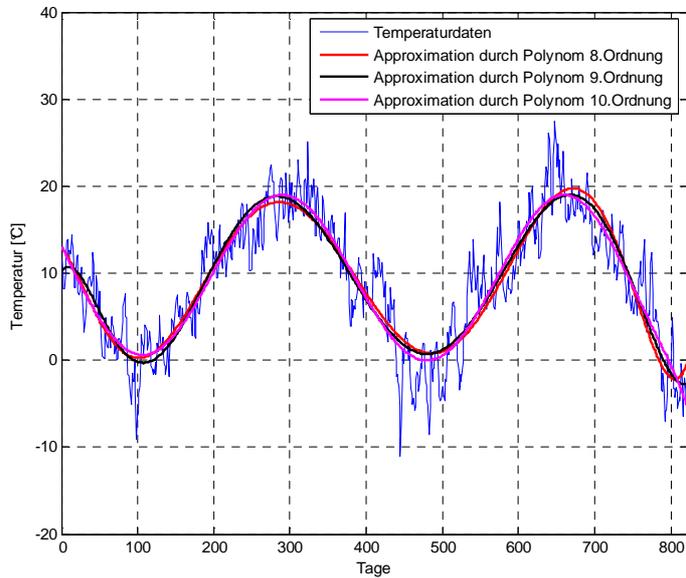
figure(4);

[AX1] = plotyy(x,X5*w5,x,X1*w1,'plot')
hold on
plot(x,X8*w8,'m');
grid on
set(get(AX1(1),'Ylabel'),'String','AE-Preis')
set(get(AX1(2),'Ylabel'),'String','Temperatur [°C]')
xlabel('Tage')

```

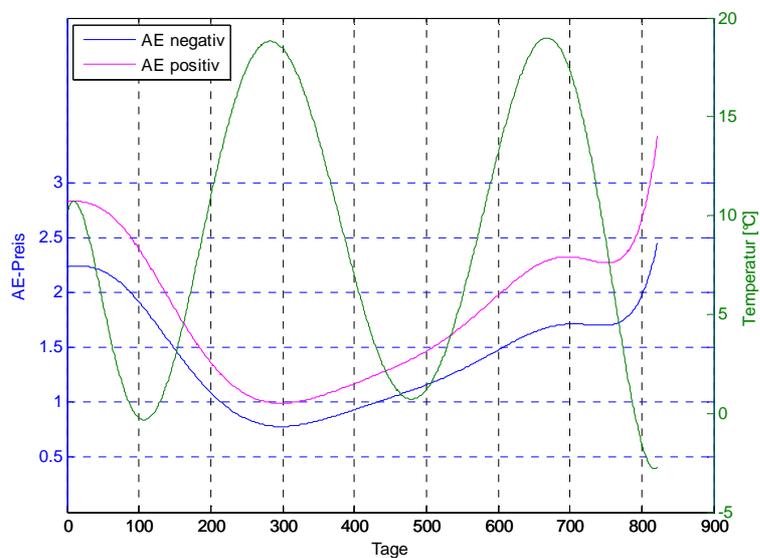
```
axis([0 900 0 4.5])
legend('AE negativ', 'AE positiv')
```

## Kurvenapproximation



**Abbildung 38: Approximation Temperaturkurve**

Quelle: Eigene Darstellung



**Abbildung 39: Approximierte AE-Preis- und Temperaturkurve**

Eigene Darstellung

## **8. Anhang: Abstract**

Die Masterarbeit hat das Ziel, den Ausgleichsenergiemarkt in Deutschland nach der Liberalisierung im Jahr 2005 darzustellen. Dabei werden sowohl die Rahmenbedingungen, die Marktakteure und Marktgebiete, sowie die neu eingeführten Modelle GABi und GeLi Gas zur Umsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes erörtert. Anschließend erfolgt ein Vergleich des deutschen zum österreichischen Markt um Gemeinsamkeiten und Unterschiede herauszuarbeiten. Der analytische Teil konzentriert sich auf die Preisentwicklung des Ausgleichsenergiepreises in Deutschland. Hierbei sollen mögliche Einflussfaktoren bestimmt, die Entwicklung des Preises von Oktober 2008 bis Dezember 2010 nachkonstruiert und anschließend die tatsächliche Korrelation der Temperatur und der Ausgleichs- und Referenzpreise für denselben Zeitraum untersucht werden. Endresultat des analytischen Teils ist, dass die Preise im Betrachtungszeitraum nicht von der Temperaturentwicklung beeinflusst sind und somit andere Faktoren in Betracht kommen, die in der Masterarbeit keine weitere Berücksichtigung finden.

## 9. Lebenslauf

Anja Graf BA  
geboren am 7. August 1986

E-Mail Adresse: [anj@gmx.at](mailto:anj@gmx.at)  
Telefonnummer: +43(0)650/950 19 49



### Schulische Bildung

---

Seit 2008	Universität Wien (Magisterstudium Internationale Betriebswirtschaft mit dem Schwerpunkt International Industrial Management Bachelorstudium Europäische Ethnologie)
2005-2008	Bachelorstudium Fachhochschulstudiengänge Burgenland in Eisenstadt (Internationale Wirtschaftsbeziehungen mit Schwerpunkten Ostsprachen, Logistik und Außenhandel)
2000-2005	HAK Neunkirchen (Mit Schwerpunkt Internationale Wirtschaft und Marketing)

### Wissenschaftliche Arbeiten

---

- Ausgleichsenergiemarkt Gas in Deutschland. Uni Wien 2012. Magisterarbeit
- Frauenhandel: Definition, Bekämpfung und Organisation – ein Themenschwerpunkt des Projekts „Zusammenreden“. Uni Wien 2011. Bachelorarbeit
- ‚ZusammenReden‘ in Neunkirchen Veranstaltungsethnografie eines Integrationsprojekts auf kommunaler Ebene. Uni Wien 2011. Bachelorarbeit
- Überblick und aktuelle Trends in der Logistik bei Dienstleistungsunternehmen. Eisenstadt 2007. Bachelorarbeit
- Beschaffungsprozessanalyse im Werk Roman der Agrana Romania. Eisenstadt 2008. Bachelorarbeit

## Berufliche Erfahrung

---

Seit Jänner 2012	Praktikum Meinungsspiegel bei Magna International Europe AG Durchführen von Mitarbeiterbefragungen
April 2010	Volontariat an der Außenstelle der Wirtschaftskammer in Zürich Recherchearbeiten und Unterstützung der hiesigen KollegInnen
April-Juni 2008	Berufspraktikum bei Agrana România, Werk Roman Erstellung von diversen betriebsinternen Analysen, Assistenz im Einkauf
August 2006	Ferialpraktikum bei Constantia Packaging AG
Juli 2005	(Verpackungsfolienwerk) Verkaufsabteilung
Juli 2003	Zuständigkeit für Kundendaten in Englisch und Deutsch, Erstel- lung von Statistiken, Angebotssortierung, Post, usw.

## Sprachkenntnisse

---

Deutsch:	Muttersprache
Englisch:	CAE Niveau (Cambridge Zertifikat)
Französisch:	Wort und Schrift (DFA 1 diplôme français d'affaire),
Rumänisch:	Gute Basiskenntnisse