

# Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen

Studie im Auftrag der Agora Energiewende

Berlin, 28. März 2013

Version 1.1

## Inhalt

1.	GEGENSTAND UND AUFBAU DER STUDIE.....	1
2.	GRUNDLAGEN UND METHODIK.....	3
2.1.	Zusammensetzung des Strompreises .....	3
2.2.	Strompreisentwicklung an der Börse.....	4
2.3.	Zusammenhang von Börsenpreis, EEG-Umlage und Endkundenpreis.....	7
2.4.	Beschaffungsstrategien .....	8
2.5.	Absatzpreise beim Endkunden.....	11
3.	ERGEBNISSE .....	13
3.1.	Analyse der Endkundenpreise .....	13
3.2.	Analyse der Beschaffungsstrategien.....	16
3.3.	Margen bei der Strombelieferung von Endkunden.....	19
4.	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT .....	21
5.	QUELLENVERZEICHNIS.....	25
6.	ANHANG .....	26

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Strompreisentwicklung für Haushaltskunden .....	4
Abbildung 2:	Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX/EPEX.....	5
Abbildung 3:	Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX .....	6
Abbildung 4:	Produkte bei einer strukturierten Beschaffung (Prinzipbild).....	9
Abbildung 5:	Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck.....	13
Abbildung 6:	Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck.....	14
Abbildung 7:	Beschaffungs-, Vertriebskosten und Gewinn in Summe bei Haushaltskunden .....	15
Abbildung 8:	Beschaffungskosten je Strategie für ein H0-Standardlastprofil.....	17
Abbildung 9:	Vertreter typischer Beschaffungsstrategien .....	18
Abbildung 10:	Vertriebskosten und Gewinn in Summe für Haushaltsneukundentarife bei mittlerer Beschaffungsstrategie .....	19
Abbildung 11:	Korridor für Vertriebskosten inklusive Gewinn für den BDEW- Haushaltskunden bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien .....	22
Abbildung 12:	Vergleich der Vertriebskosten inklusive Gewinn mit den übrigen Strompreisbestandteilen aus Sicht des Verbrauchers.....	23

## 1. Gegenstand und Aufbau der Studie

Der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorangetriebene Ausbau von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien führt zu steigenden Mengen von Strom mit geringen Betriebskosten (im Sinne kurzfristiger Grenzkosten) am Strommarkt. Diese Mengen verdrängen Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen wie z. B. Kohle- oder Gaskraftwerken mit höheren Betriebskosten. Dieser Effekt, der auf die geordnete Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wirkt, wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Der Merit-Order-Effekt senkt das Preisniveau an der Strombörse. Auf der anderen Seite steigen die Strompreise für Endverbraucher weiter an, vor allem durch Bestandteile, die nicht vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) bestimmt werden, sondern von den Netzbetreibern und der Politik.

Aus diesen beiden Tatsachen wird häufig die Vermutung abgeleitet, dass die sinkenden Strombörsenpreise nicht an ihre Haushaltskunden weitergegeben werden und Energieversorger höhere Margen erzielen können.

Das Ziel der Studie ist, diese Frage genauer zu untersuchen. Dabei soll analysiert werden, wie sich Haushaltsstrompreise und Strombörsenpreise in den Jahren 2009 bis 2013 entwickelt haben, wie diese miteinander in Beziehung stehen, und wie sich dementsprechend die Margen der die Haushaltskunden beliefernden Energieversorger vermutlich entwickelt haben. Da hierzu keine direkten Daten vorliegen, wird eine Rückrechnungsmethode verwandt: Vom Strompreis des Endverbrauchers gilt es, alle Umlagen, Entgelte, Abgaben und Steuern sowie die Beschaffungskosten für die gelieferte Strommenge individuell abzuziehen. Die verbleibende Restgröße ist die Summe aus Vertriebskosten und Gewinn (Marge) eines Energieversorgers. Wenn zwischen 2009 und 2013 von (weitgehend) konstanten Vertriebskosten ausgegangen wird, ist die Entwicklung der Summe aus Vertriebskosten und Marge zwischen 2009 und 2013 vermutlich weitestgehend auf eine Änderung der Marge zurückzuführen.

Während Umlagen, Entgelte, Abgaben und Steuern durch Gesetze festgelegt bzw. durch entsprechende Veröffentlichungspflichten bekannt sind, sind die Beschaffungskosten eines Energieversorgers abhängig von dessen Beschaffungsstrategie unterschiedlich hoch. Daher wird für die Auswertung in dieser Studie eine Vielzahl von in der Energiewirtschaft üblichen Beschaffungsstrategien zugrunde gelegt, um auf die Vertriebskosten inklusive Gewinn rückschließen zu können.

Das folgende Kapitel 2 gibt zunächst einen Überblick über die studienrelevanten Grundlagen zur Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden (Kapitel 2.1) sowie die Entwicklung der Strompreise an der Börse (Kapitel 2.2). Eine besondere Rolle kommt hier der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) zu, die von den Endkunden zu zahlen ist und deren Höhe ebenfalls von den Börsenpreisen abhängt. Dieser Zusammenhang wird in Kapitel 2.3 erläutert. Daran anschließend werden in Kapitel 2.4 die herangezogenen Beschaffungsstrategien vorgestellt und in Kapitel 2.5 die Analyse der Endkundenpreise für Haushalte erläutert. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Analysen für

die Endkundenpreise (Kapitel 3.1) und für die Beschaffungsstrategien (Kapitel 3.2) präsentiert und für die Ermittlung der Margen bei der Endkundenbelieferung mit Strom zusammengefasst (Kapitel 3.3). Die Studie schließt in Kapitel 4 mit einer Zusammenfassung der Studienergebnisse sowie einem Fazit zu den Studienerkenntnissen.

## 2. Grundlagen und Methodik

Dieses Kapitel dient der Einführung und Vorstellung des Vorgehens zur Ermittlung der Margen. Zum einen werden die Zusammensetzung des Haushaltskundenstrompreises sowie die Entwicklung von Strompreisen am Großhandelsmarkt vorgestellt. Zum anderen werden die Beschaffungsstrategien zur Ermittlung der Strombeschaffungskosten und die Absatzpreise bei Haushaltskunden dargestellt. Aus der Differenz von Absatzkosten und Beschaffungskosten lassen sich die Vertriebskosten inklusive Gewinne von Energieversorgern berechnen.

### 2.1. Zusammensetzung des Strompreises

Der Endverbraucher von Strom bezahlt nicht nur die Beschaffung und den Transport des Stromes, zusätzlich beinhaltet der Strompreis Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern. Die Energieversorger erheben diese zusätzlichen Strompreiskomponenten von den Stromverbrauchern. Die daraus erzielten Einnahmen führen sie wiederum an die betreffenden Stellen wie z. B. die Netzbetreiber oder Steuerbehörden ab. Abhängig davon, zu welcher Verbrauchsgruppe der Stromabnehmer zählt, ist er von verschiedenen Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern betroffen. Für Haushaltskunden sind dies bis 2013 die folgenden:

- Netzentgelte  
(Entgelt für die Netznutzung),
- Konzessionsabgabe  
(Abgabe für die Nutzung öffentlicher Wege für Stromleitungen),
- EEG-Umlage  
(Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor),
- KWK-Umlage  
(Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung)
- §-19-Umlage (seit 2012)  
(Umlage für Netzentgeltermäßigungen und -befreiungen nach der Stromnetzentgeltverordnung für große Stromverbraucher, StromNEV) und
- Offshore-Haftungsumlage (seit 2013)  
(Umlage für Entschädigungszahlungen und Ausgleichszahlungen für Offshore-Windenergieanlagen)
- Stromsteuer (Ökoststeuer),
- Mehrwertsteuer.

Die Netzentgelte und Konzessionsabgabe sind regional unterschiedlich, während die restlichen Abgaben bundesweit einheitlich geregelt sind. Die Zusammensetzung des Strompreises eines durchschnittlichen Haushaltskunden ist in der folgenden Abbildung 1 dargestellt.

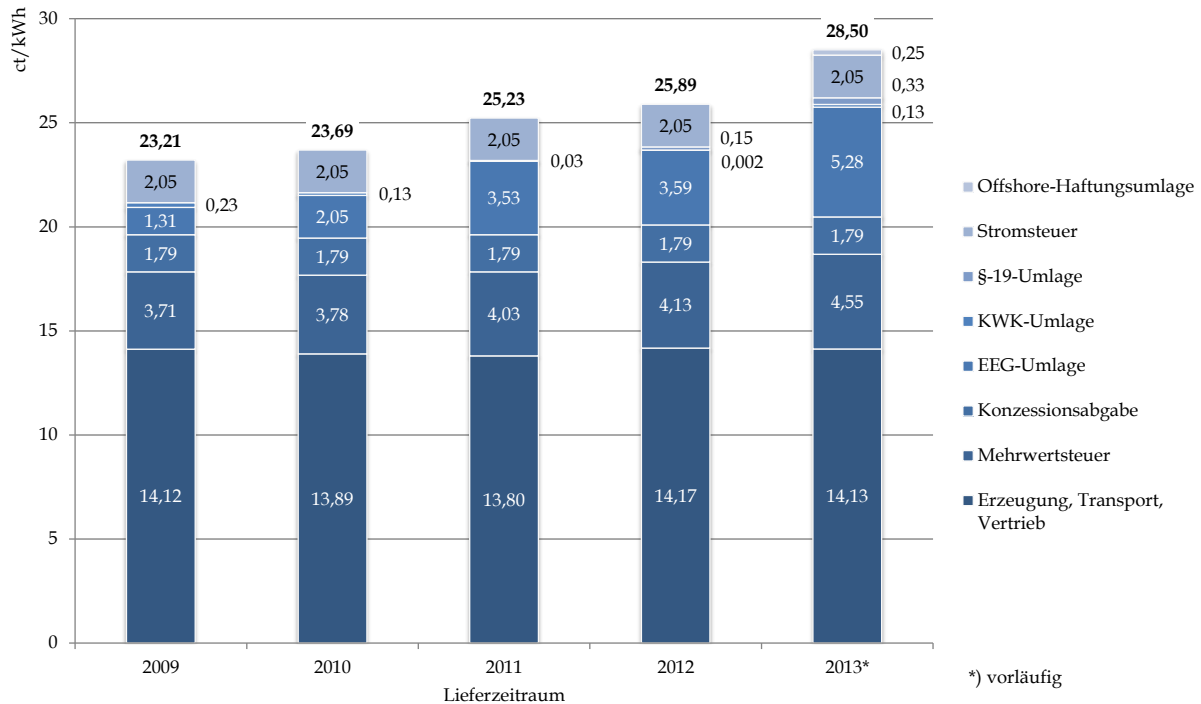


Abbildung 1: Strompreisentwicklung für Haushaltskunden<sup>1</sup>

Die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb inklusive Gewinn hatten dabei 2009 noch einen Anteil von fast 61 % am Strompreis. Insbesondere durch gestiegene Umlagen ist dieser Anteil bis zum Jahr 2013 auf 50 % zurückgegangen. Dabei sind die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb inklusive Gewinn in diesem Zeitraum fast unverändert geblieben. Wie sich dagegen die Preise an der Börse entwickelt haben, zeigt das nächste Kapitel.

## 2.2. Strompreisentwicklung an der Börse

Der Großhandel von Strom wird generell auf zwei Arten durchgeführt. Neben dem transparenten börslichen Handel existiert der bilaterale OTC-Handel. Während man an den Börsen wie European Energy Exchange (EEX) und European Power Exchange (EPEX) ausschließlich standardisierte Produkte handeln kann, lassen sich am OTC-Markt individuell gestaltete Lieferverträge aushandeln. In diesem außerbörslichen Markt findet ein Großteil des Stromhandels statt, auf Grund der Intransparenz des OTC-Markts gilt jedoch der transparente Börsenmarkt als Referenzmarkt. D. h. auch OTC-Geschäfte orientieren sich an den Börsenpreisen.

<sup>1</sup> Quelle: [BDEW2012], [BDEW2013], eigene Darstellung

Je nach Zeitpunkt des Abschlusses und der Erfüllung eines Geschäftes, d. h., wann es zur Lieferung und Bezahlung der vereinbarten Ware kommt, wird zwischen Spot- und Terminmarkt unterschieden. Ein Geschäftsabschluss am Spotmarkt führt in der Regel zu einer Erfüllung des Geschäftes am selben, nächsten oder übernächsten Tag. Im Strommarkt findet der Spothandel an der oben genannten EPEX Spot statt. Hier werden in einer täglichen Auktion die Preise für die 24 einzelnen Stunden des Folgetages ermittelt. Dafür geben Anbieter und Nachfrager von Strom ihre Gebote bis 12 Uhr verdeckt ab. Die Börse sammelt die Gebote, wertet sie ab 12 Uhr aus und veröffentlicht 24 Preise für die Stromlieferungen in den Stunden des folgenden Tages. Die Auktion bietet den Vorteil, dass zu einem festen Zeitpunkt alle Marktteilnehmer zusammenkommen und damit die Liquidität gebündelt wird. Diese Preise haben daher eine besondere Referenzwirkung auf den gesamten Strommarkt.

Für jede Stunde eines jeden Tages wird damit an der Börse ein Preis ermittelt. Der Tagesmittelwert dieser Preise ist der Phelix Day (Physical Electricity Index). Die Entwicklung des Phelix Day Base (Tagesmittel) und die jährlichen Durchschnittspreise sind in Abbildung 2 dargestellt.

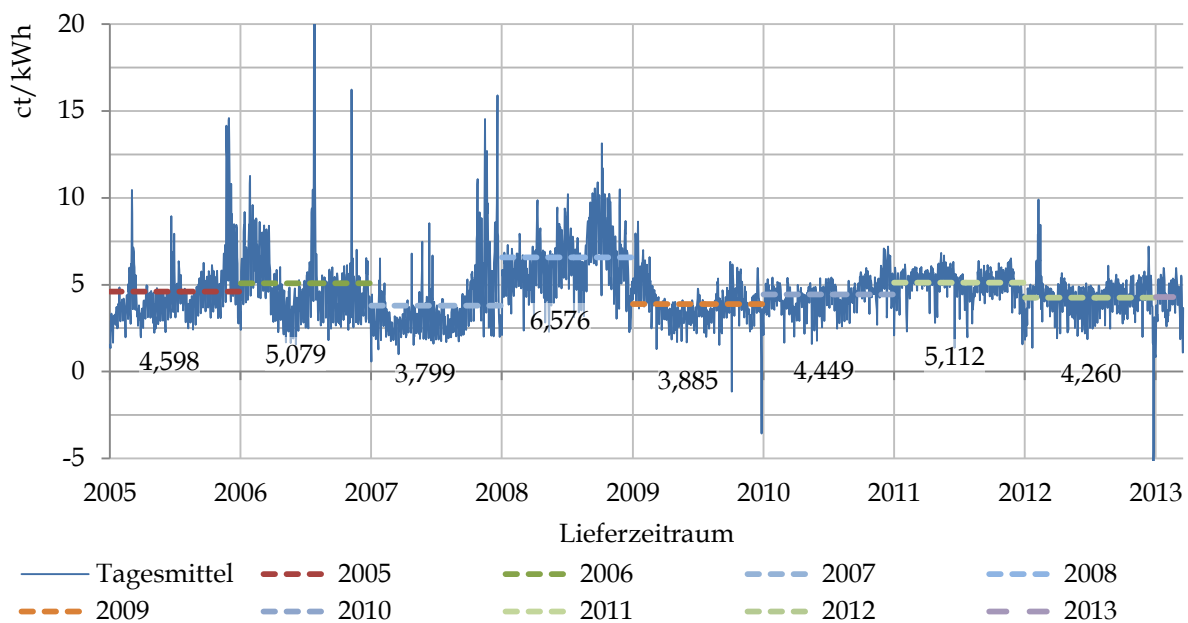


Abbildung 2: Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX/EPEX<sup>2</sup>

Während am kurzfristigen Spotmarkt nur die Strommengen gehandelt werden können, die kurz vor der Lieferung stehen, ist es am Terminmarkt möglich, Produkte mit einer längeren Vorlaufzeit weit vor Beginn der Lieferung zu handeln. Der Handel kann dabei schon viele Jahre vor der Lieferung starten, z. B. ließ sich ein Kontrakt über die Lieferung des gesamten Jahres 2013 bereits seit Ende des Jahres 2005 handeln.

Die zwei Lasttypen Baseload (oder kurz Base) und Peakload (Peak) legen in den Kontrakten fest, wie die Stromlieferung stattfindet. Eine Base-Lieferung findet in allen Stunden an allen

<sup>2</sup> Quelle: [EEX2013], eigene Darstellung



Tagen der Woche statt, also über das gesamte Jahr. Dabei wird in jeder Lieferstunde dieselbe Menge Strom geliefert. Eine Peak-Lieferung findet dagegen nur zwischen 8 und 20 Uhr statt, von Montag bis Freitag. Auch bei Peakload wird dieselbe Menge in jeder Lieferstunde geliefert.

Die folgende Abbildung 3 zeigt die Preisentwicklung der Terminkontrakte für die Jahreslieferung Baseload und Peakload am Terminmarkt der EEX.

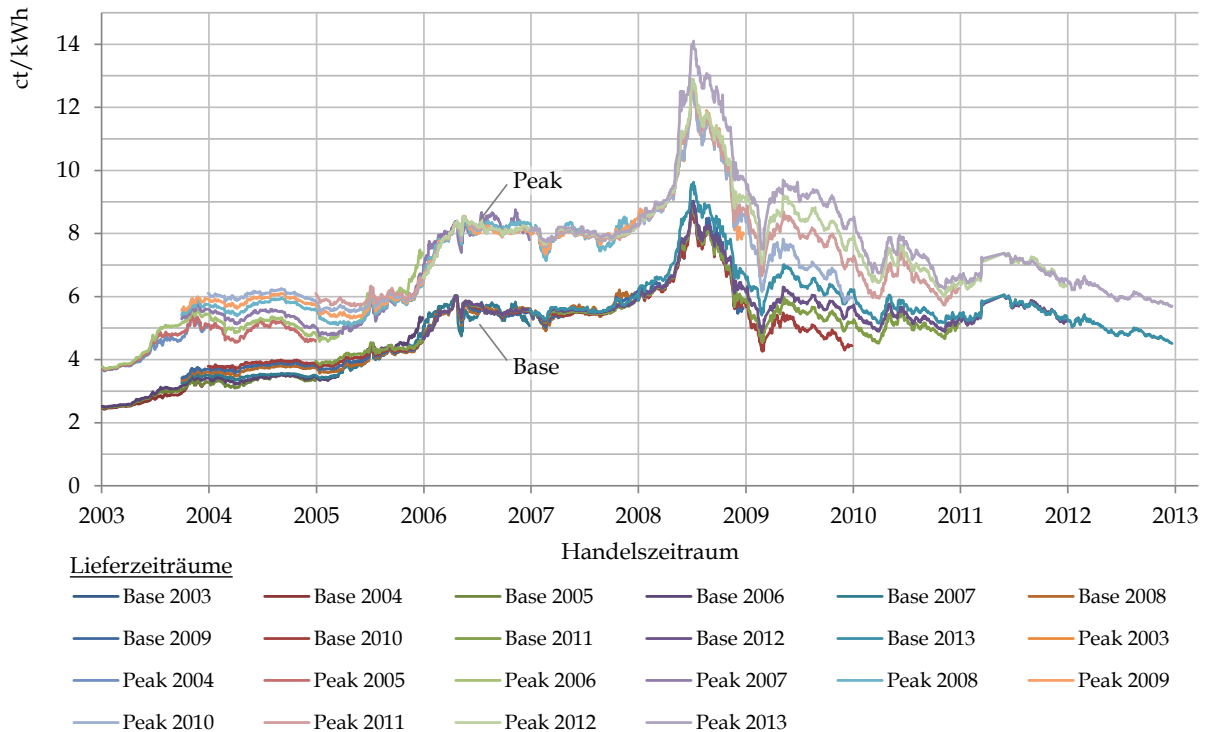


Abbildung 3: Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX<sup>3</sup>

Allgemein werden die Peakkontrakte für die Lieferung in den Stunden mit hoher Stromnachfrage zu höheren Preisen gehandelt als die Baselieferung rund um die Uhr. Im Diagramm ist ferner ersichtlich, dass für ein und denselben Lieferzeitraum Strom zu sehr unterschiedlichen Preisen gehandelt werden konnte. Die Jahreslieferung Base 2012 wurde beispielsweise am günstigsten zu Beginn des Handelszeitraums im Dezember 2005 zu einem Preis von 4,7 ct/kWh und am teuersten zu einem Preis von 9,0 ct/kWh im Juli 2008 gehandelt. Im ungewichteten Mittel kostete die Lieferung Base 5,8 ct/kWh. Die Preise der Jahreslieferungen Peak bewegen sich häufig parallel zu den entsprechenden Base-Preisen, können aber auch signifikante Unterschiede aufweisen. So erzielte die Jahreslieferung Peak 2012 ebenfalls im Juli 2008 mit 12,9 ct/kWh den höchsten Preis, dagegen den niedrigsten Preis erst im November 2010. Im ungewichteten Mittel kostete die Lieferung Peak 8,1 ct/kWh.

Verantwortlich für die Bereitschaft, so unterschiedliche Preise für ein und dieselbe Stromlieferung zu akzeptieren, ist u. a. die Erwartung der Marktteilnehmer, welcher Preis für eine

<sup>3</sup> Quelle: ebd.

Stromlieferung gerechtfertigt ist. Bei den im Diagramm dargestellten Preisen waren sich zumindest immer jeweils zwei Marktteilnehmer einig, dass es sich um einen akzeptablen Preis handelt, denn ansonsten hätten sie sicher nicht zu dem jeweiligen Preis gehandelt. Welche Preise die Marktteilnehmer erwarten, hängt dabei ganz wesentlich ab von ihrer Erwartung hinsichtlich der Entwicklung fundamentaler Parameter wie beispielsweise der wirtschaftlichen Entwicklung, der Struktur des Kraftwerksparks oder des Wetters. Daneben spielen auch sogenannte charttechnische und psychologische Effekte eine wesentliche Rolle.

Allein durch die Wahl des einen Handelszeitpunkts oder der Handelszeitpunkte, wenn mehrere gewählt werden, können die Beschaffungskosten für Strom bereits sehr stark variieren. Dies versuchen sich Energieversorger durch die Wahl ihrer Beschaffungsstrategie zunutze zu machen, wie im nächsten Kapitel beschrieben wird.

### 2.3. Zusammenhang von Börsenpreis, EEG-Umlage und Endkundenpreis

Mit steigenden Börsenpreisen erhöhen sich auch die Strombeschaffungskosten für die Energieversorger, die sie wiederum an ihre Kunde weitergeben. Somit erhöhen sich auch die Endkundenpreise. Aber auch die EEG-Umlage als ein Bestandteil des Endkundenpreises hängt von der Höhe des Börsenpreises ab. Allerdings fällt die EEG-Umlage mit steigenden Börsenpreisen. Weshalb dies so ist und welche Auswirkung diese beiden gegenläufigen Effekte auf die Endkundenpreise haben, soll im Folgenden erläutert werden.

Die EEG-Umlage dient der Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Nach dem EEG erhalten EEG-Anlagenbetreiber für ihren eingespeisten Strom eine festgelegte Einspeisevergütung von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB). Den Strom erhalten die ÜNB und müssen ihn vorrangig an einer Börse vermarkten. Weil die EEG-Einspeisevergütungen allerdings zumeist höher sind, als die Strompreise an der Börse, entsteht bei den ÜNB eine Deckungslücke, die auch als Differenzkosten bezeichnet wird. Vereinfacht ausgedrückt sollen diese Differenzkosten durch die EEG-Umlage ausgeglichen werden.

Erhöhen sich nun die Strompreise an der Börse, wird die Differenz zu den EEG-Einspeisevergütungen kleiner und die EEG-Umlage sinkt. Allerdings führen die immer größer werdenden Strommengen aus EEG-Anlagen und ihre vorrangige Vermarktung zu einer Verdrängung teurerer (konventioneller) Kraftwerke und der Börsenstrompreis steigt nicht, sondern fällt. Fallende Börsenstrompreise bedeuten nun wiederum, dass die Deckungslücke zu den EEG-Einspeisevergütungen größer wird. Um die Deckungslücke zu schließen, muss die EEG-Umlage steigen.

Für den Endkunden ergeben sich somit gegenläufige Effekte: Sinkende Börsenstrompreise bedeuten niedrigere Beschaffungskosten für den Strom, aber eine höhere EEG-Umlage und umgekehrt. Welcher der beiden Effekt nun überwiegt, soll an der folgenden Überschlagsrechnung gezeigt werden.

Angenommen der Börsenstrompreis ändert sich pauschal um 1 ct/kWh (z. B. durch einen Preisrückgang von 5 ct/kWh auf 4 ct/kWh), dann ändern sich auch die Beschaffungskosten

um 1 ct/kWh in die gleiche Richtung. Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage sind dagegen nicht so einfach zu ermitteln. Aus einer Modellierung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 ergibt sich durch die Änderung des Börsenpreises um 1 ct/kWh eine entgegengesetzte Änderung der EEG-Umlage von 0,3 ct/kWh.<sup>4</sup>

Fällt also der Börsenstrompreis um 1 ct/kWh, steigt zwar die EEG-Umlage um 0,3 ct/kWh (für das Jahr 2013), die Beschaffungskosten hingegen verringern sich um 1 ct/kWh. Für den Endkunden ergibt sich somit effektiv durch den gefallenen Börsenpreis eine Ersparnis von 0,7 ct/kWh oder für einen BDEW-Durchschnittshaushalt von 24,50 EUR/Jahr unter den Voraussetzungen, dass sich die Beschaffungskosten direkt mit dem Börsenpreis ändern und der Energieversorger die gesunkenen Beschaffungskosten an seinen Kunden weitergibt.

Aufgrund eines risikominimierenden Verhaltens der Energieversorger sind Beschaffungsstrategien meist langfristig ausgelegt, wie im nächsten Kapitel ausführlich beschrieben wird. Ändern sich die Börsenpreise in einem kürzeren Zeitraum, ändern sich dadurch die Beschaffungskosten nur gedämpft, was gerade bei steigenden Börsenpreisen zu nicht so schnell und nicht so stark steigenden Beschaffungskosten führt. Im umgekehrten Fall sinkender Börsenpreise, und das ist ein Nachteil langfristig ausgerichteter Beschaffungsstrategien, sinken auch die Beschaffungskosten nicht so schnell so stark. Energieversorger können daher gesunkene Börsenpreise erst mit einem gewissen Zeitversatz, der von der Beschaffungsstrategie abhängt, an ihre Kunden weitergeben.

Welche Beschaffungsstrategien typischerweise von Energieversorgern eingesetzt werden, zeigt das nächste Kapitel. Die anhand realer Börsenpreise resultierenden Beschaffungskosten der vorgestellten Strategien werden in Kapitel 3.2 präsentiert und verglichen.

## 2.4. Beschaffungsstrategien

Die Beschaffungsstrategie eines Energieversorgers legt fest, zu welchen Zeitpunkten wie viele Teilmengen der geplanten Lieferung an welchen Märkten gekauft, d. h. beschafft werden. Der Erfolg einer Strategie zeigt sich an einem geringen Bezugspreis für die Strommengen, während gleichzeitig das Unternehmen keinen großen Risiken ausgesetzt war, welche durch Vertragsabschlüsse auf der Bezugs- oder der Absatzseite zwangsläufig entstehen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass es keine perfekte Beschaffungsstrategie gibt. Jedes Unternehmen muss entsprechend seiner Risikopolitik entscheiden, an welchen Märkten und von welchen Lieferanten wie viel Strom eingekauft wird. Terminmärkte geben dabei die Möglichkeit, Preise für Strom abzusichern, d. h., die Beschaffungskosten weit vor Beginn der Lieferung festzulegen.

Neben der Festlegung der Preise ist es entscheidend, welche Produkte man beschafft. Hierbei existieren zwei grundsätzliche Beschaffungsarten: die Vollversorgung und die strukturierte Beschaffung. In einem Vollversorgungsvertrag wird einem Kunden – dies kann wieder

---

<sup>4</sup> Berechnungen mit eigenem EEG-Umlagemodell auf Basis der Prognosen nach [ÜNB2012-1]

rum auch ein Energieversorger sein – von einem Energieversorger genau die Energiemenge in jeder Stunde geliefert, die er auch benötigt.

In der strukturierten Beschaffung werden abhängig von der Absatzmenge und dem Profil der Nachfrage Standardstromprodukte von Großhandelsmärkten gewählt, die zusammengekommen genau der Nachfrage des Kunden entsprechen. Ein typisches Produktportfolio besteht aus Terminverträgen mit Base- und Peakload. Die Differenzmenge zwischen den Standardprodukten und der tatsächlichen Nachfrage wird im Lieferzeitraum täglich über den Spotmarkt auf Stundenbasis ausgeglichen. Dies ist beispielhaft in der folgenden Abbildung 4 dargestellt.

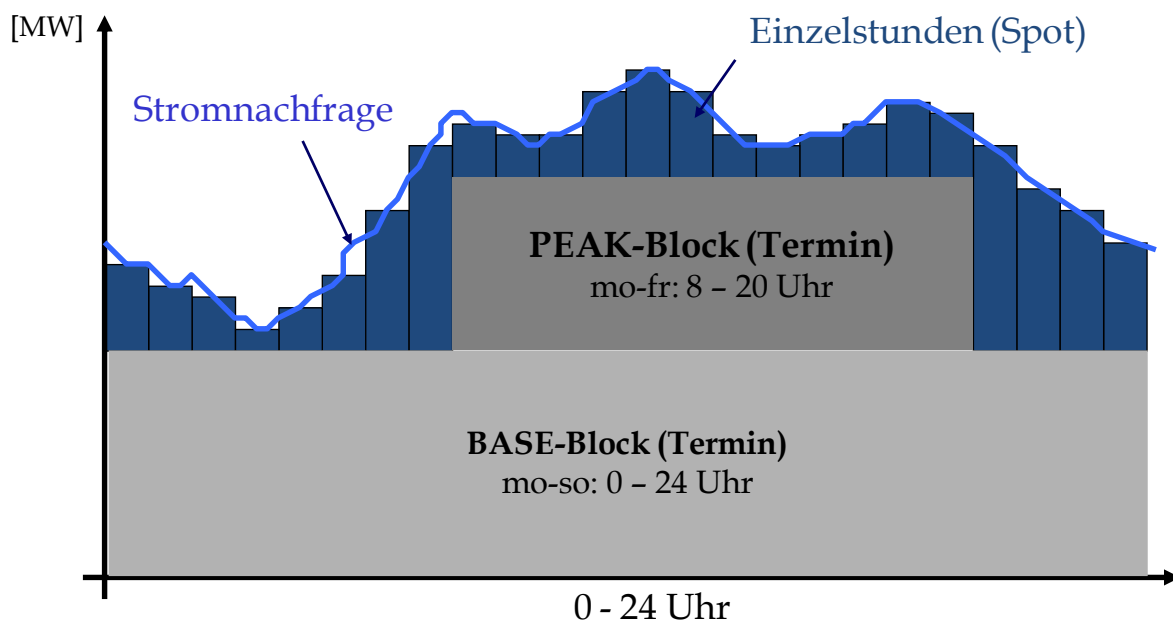


Abbildung 4: Produkte bei einer strukturierten Beschaffung (Prinzipbild)<sup>5</sup>

Werden bei einer strukturierten Beschaffung hauptsächlich Jahresprodukte beschafft, stellt sich oftmals die Frage, welche Mengen an Base- und Peakprodukten beschafft werden sollen. Die Nachfrage von Endverbrauchern schwankt innerhalb eines Jahres relativ stark. Die Stromnachfrage im Winter ist dabei z. B. durch die mehr benötigte Beleuchtung und Beheizung weitaus höher als im Sommer. Durch die Jahresprodukte ergibt sich nun die Problematik, dass im Sommer mehr Strom verkauft werden muss als im Winter, wenn man über die Terminverträge mehr Strom bezieht als für die Nachfrage benötigt wird. Bezieht man weniger als die Nachfrage, ist es nötig, über den Spotmarkt im Winter mehr nachzukaufen als im Sommer.

Als Lösung zur Festlegung der Mengen an Base- und Peak-Produkten haben sich zwei Strategien etabliert: die mengenneutrale und die wertneutrale Absicherung mit Terminprodukten. Bei einer mengenneutralen Strategie werden genauso viele Base- und Peakprodukte ge-

<sup>5</sup> Quelle: eigene Darstellung

kauft, dass in Summe die gesamte Liefermenge aus den Terminprodukten genauso groß ist, wie die Nachfrage des Kunden.

Bei einer wertneutralen Strategie wird mit Hilfe einer Hochrechnung<sup>6</sup> der Spotmarktpreise ermittelt, wie groß die Erlöse und Kosten für Ver- und Nachkauf von Strommengen am Spotmarkt sind, die durch den Unterschied von Standardprodukten und dem realen Verbrauch des Stromkunden entstehen. Die Anzahl an Base- und Peakprodukten wird nun so gewählt, dass Kosten und Erlöse auf Basis der Preishochrechnung über den Lieferzeitraum gleich groß sind. Für die Berechnung der Beschaffungskosten in dieser Studie wird eine mengenneutrale Absicherungsstrategie verwendet.

Sind die benötigten Mengen an Base- und Peakprodukten festgelegt, stellt sich die Frage, wann diese Mengen eingekauft werden sollen. Eine äußerst risikoreiche Strategie stellt die Wahl eines einzigen Handelszeitpunkts dar. Denn dabei kann ein günstiger oder aber auch ein sehr ungünstiger Preis für die Stromprodukte zustande kommen. Eine risikominimierende Strategie wäre daher, möglichst viele Handelszeitpunkte zu wählen, um über eine große Anzahl von Handelsgeschäften einen durchschnittlichen Terminpreis zu erzielen. Diese Durchschnittspreisstrategie scheitert häufig daran, dass die kleinste handelbare Einheit für Terminprodukte an der Börse bei 1 MW liegt und mit dieser Strategie deutlich mehr Mengen gekauft würden, als von den meisten Energieversorgern benötigt werden.

In der Konsequenz wird daher meist eine sogenannte Tranchen-Strategie gewählt, die zwischen einem einmaligen Handelszeitpunkt und der Durchschnittspreisstrategie liegt.

Dem Risiko, durch einen einmaligen Handelszeitpunkt einen ungünstigen Preis zu fixieren, wird durch unterschiedliche Handelszeitpunkte, an denen Teilmengen (sogenannte Tranchen) eingekauft werden, begegnet. Je nach Größe des Energieversorgerportfolios werden dabei quartalsweise, monatliche oder häufigere Handelszeitpunkte gewählt.

Die Beschaffungskosten für die Strommengen zur Lieferung an den Endverbraucher ergeben sich also als Summe aus folgenden drei Bestandteilen:

- Mengengewichteter Mittelwert der einzelnen Tranchenpreise für Baseprodukte
- Mengengewichteter Mittelwert der einzelnen Tranchenpreise für Peakprodukte
- Kosten und Erlöse, die durch Ver- bzw. Nachkauf von Residualstrommengen entstehen.

Residualstrommengen entstehen dann, wenn es einen Unterschied gibt in der Belieferung aus Stromverträgen, die der Versorger am Markt abgeschlossen hat, und dem Strombedarf beim Stromkunden, der in jeder Stunde unterschiedlich viel Strom verbraucht.

---

<sup>6</sup> Im Strommarkt wird dafür eine hPFC verwendet („hourly price forward curve“).

## 2.5. Absatzpreise beim Endkunden

Die Analyse der Endkundenpreise wurde anhand konkreter Tarife von Energieversorgern für diejenigen Haushaltskunden durchgeführt, die einen neuen Stromliefervertrag abschließen.<sup>7</sup> Zur Anonymisierung wurden sie zu zehn Regionen in Deutschland zusammengefasst, die sich in ihrem Wettbewerbsdruck im Endkundenvertrieb unterscheiden. Hierfür wurden fünf Regionen identifiziert mit hohem Wettbewerbsdruck und fünf Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck.

Für die Auswahl der Regionen hinsichtlich des Wettbewerbsdrucks wurden folgende Kriterien herangezogen:

- Zahl der Anbieterwechsel
- Preisspreizung vom Grundversorger zum günstigsten Tarif des lokalen Versorgers (je höher die Preisspreizung, desto größer der Wettbewerbsdruck)
- Maximale Ersparnis beim Wechsel vom Grundversorger zum günstigsten Anbieter (hoher Wettbewerbsdruck)
- Minimale Ersparnis beim Wechsel vom Grundversorger zum günstigsten Anbieter (niedriger Wettbewerbsdruck)
- Höchste Anzahl Anbieter pro PLZ (hoher Wettbewerbsdruck)
- Geringste Anzahl Anbieter pro PLZ (niedriger Wettbewerbsdruck)

Neben dem Wettbewerbsdruck war für die Auswahl der Regionen eine Verteilung über Deutschland wichtig. So liegen die Regionen im Norden, Süden, Osten und Westen des Landes. Außerdem sind die Regionen von städtischer oder von ländlicher Struktur geprägt. Folgende Regionen wurden für die Jahre 2009 bis 2013 betrachtet:

Regionen<sup>8</sup> mit hohem Wettbewerbsdruck:

- Region Dortmund
- Region Dresden
- Region Düsseldorf
- Region Stuttgart
- Region Ulm

---

<sup>7</sup> Die Datenerhebung zu Endverbraucherpreisen ist durch Verivox/Kreutzer Consulting erfolgt.

<sup>8</sup> Die genaue Beschreibung der Regionen befindet sich im Anhang.

Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck:

- Region Flensburg
- Region Frankfurt am Main
- Region Peine
- Region Rottach-Egern
- Region Schwerin

Um das Tarifgefüge abzubilden wurden der

- Grundversorgertarif sowie
- der Tarif des günstigsten Wettbewerbers (ohne Vorkasse und ohne Kautions)

untersucht. Der Grundversorger ist der regionale Versorger, der die meisten Kunden mit Strom versorgt.<sup>9</sup> Stromkunden, die keinem Versorger zugeordnet werden können, neu am Stromnetz angeschlossen werden oder deren Vertrag gekündigt wurde, werden vom Grundversorger versorgt.

Alle Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern sind aus den Tarifen herausgerechnet worden, so dass nur die Beschaffungs-, Vertriebskosten und der Gewinn der Energieversorger übrig bleiben. Die Tarife in den zehn Regionen werden jeweils nach ihrem Wettbewerbsdruck (hoch, niedrig) zusammengefasst und für die beiden oben genannten Tarife gemittelt. Somit stehen vier Tarife zur Verfügung, die den Beschaffungskosten anhand der Strategien gegenübergestellt werden.

Damit möglichst in allen herangezogenen Tarifpreisen gleichermaßen Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern eingepreist sind, wurden die Tarifdaten zu einem Stichtag in der Mitte des Jahres ausgewertet. Gewählt wurde jeweils der 1. Juli eines Jahres. In der Mitte des Jahres sollten üblicherweise Änderungen an Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern schon oder gerade noch nicht von den Energieversorgern eingepreist worden sein.

---

<sup>9</sup> Vgl. § 36 Absatz 2 Satz 1 EnWG

### 3. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Analysen vorgestellt, deren Methodik im vorigen Kapitel erläutert wurde. Ausgehend von den Endkundenpreisen (Kapitel 3.1) und den erzielbaren Preisen der Beschaffungsstrategien (Kapitel 3.2) werden die Teilergebnisse zur Berechnung der Margen bei der Strombelieferung von Endkunden zusammengefügt (Kapitel 3.3).

#### 3.1. Analyse der Endkundenpreise

Die Analyse der Endkundenpreise wurde wie in Kapitel 2.5 beschrieben durchgeführt. In diesem Kapitel werden die Endkundenpreise bereinigt um die jeweiligen Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern aufgeführt. Somit werden in den beiden folgenden Abbildungen nur noch die Endkundenpreisbestandteile Beschaffungs-, Vertriebskosten und Gewinn in Summe ausgewiesen. Abbildung 5 zeigt den Grundversorgertarif und den Tarif des günstigsten Wettbewerbers in den ausgewählten Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck.

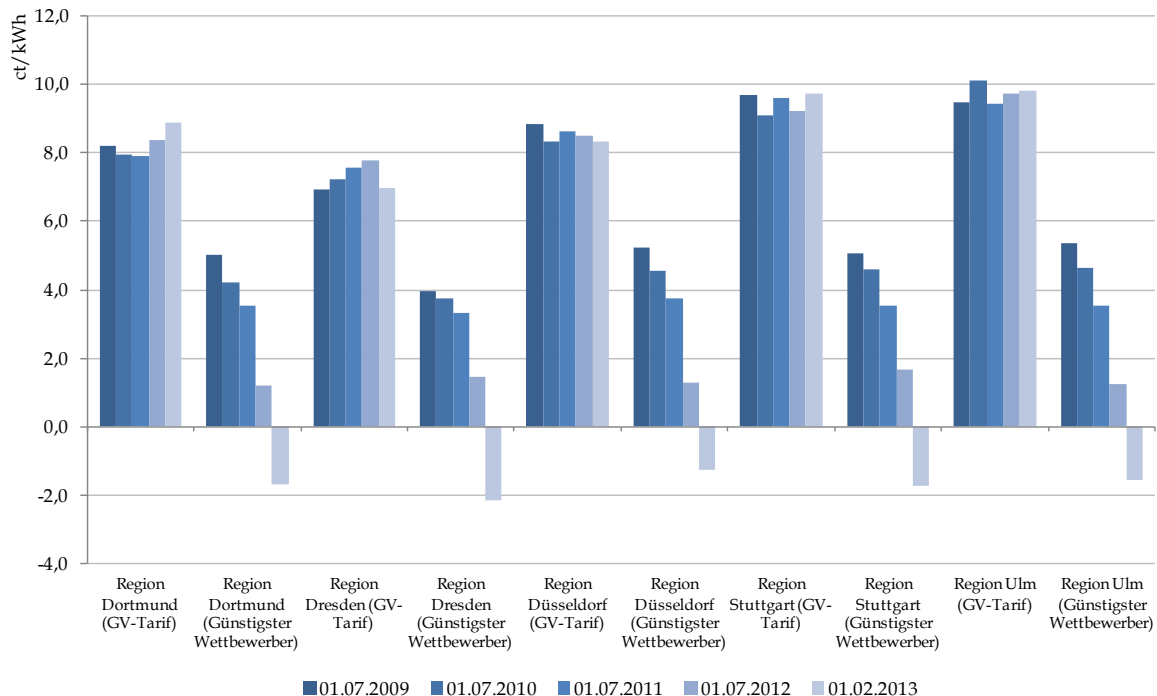


Abbildung 5: Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck<sup>10</sup>

Abbildung 6 zeigt die Tarife in Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck.

<sup>10</sup> Quelle: [VERIVOX2013], eigene Darstellung



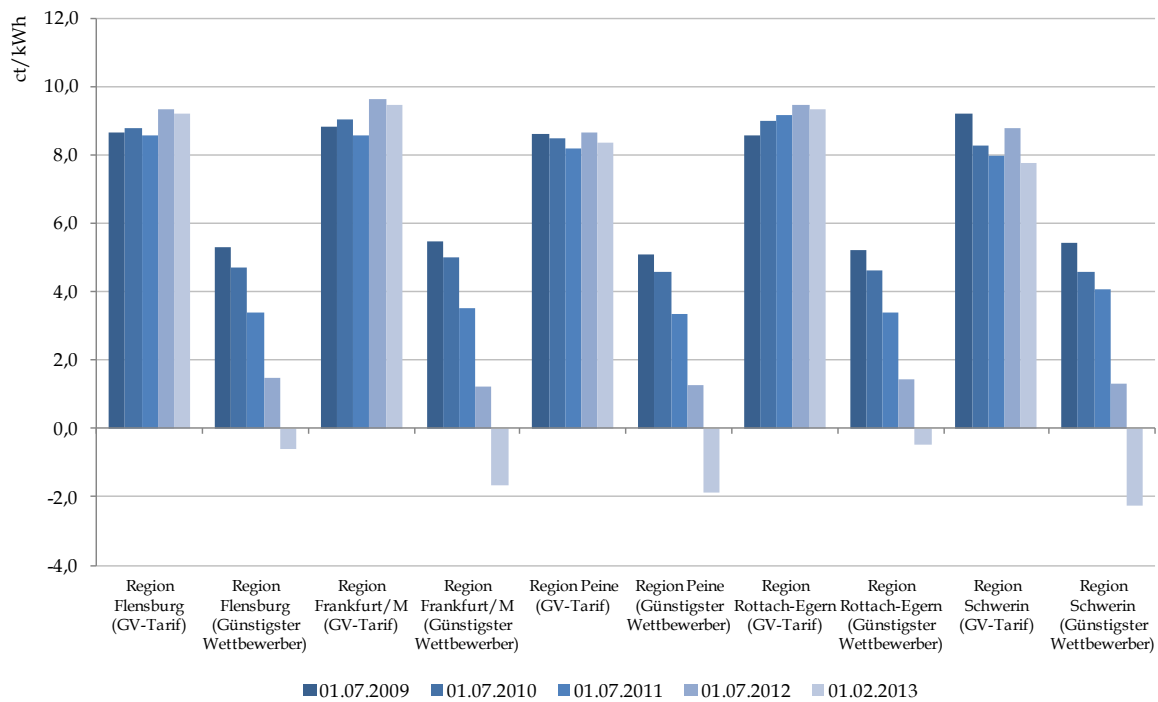


Abbildung 6: Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck<sup>11</sup>

Auffallend in beiden Abbildungen ist zunächst die Preisdifferenz zwischen Grundversorgertarifen und Wettbewerbertarifen. Die Wettbewerbertarife sind deutlich günstiger als Grundversorgertarife, nicht zuletzt mit dem Ziel, bei Strompreisvergleichsportalen im Internet den ersten Platz zu belegen und so (preissensible) Kunden für einen Neuvertrag zu gewinnen. Dabei ist zu beachten, dass diese Wettbewerbertarife nur für Neukunden gelten. Im Durchschnitt sind die Endkundenpreise der Wettbewerber ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern um etwa 11 % niedriger als der Grundversorgungstarif.<sup>12</sup>

Beide Abbildungen zeigen ferner bei den Wettbewerbertarifen einen beträchtlichen Rückgang der Endkundenpreise von 2009 bis 2013 um durchschnittlich 132,4 %, was für einen deutlich intensiver gewordenen Wettbewerb bei der Neukundengewinnung in den letzten Jahren spricht. Für Februar 2013 sind die Neukundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern sogar schon negativ. D. h., dass neben dem bereits ausgewiesenen Verlust die Kosten für Beschaffung des Stroms und den Vertrieb durch den Energieversorger getragen werden müssen. Zusammengenommen spiegelt dieser Verlust die Kosten der Neukundengewinnung wider und erklärt, weswegen andere Energieversorger, die in dieser Studie nicht betrachtet werden, für diese Tarife Vorkasse verlangen.

Die Wechselquote lag bei Haushaltskunden im Bundesdurchschnitt 2011 übrigens – trotz dieser beträchtlichen Preisdifferenz zwischen Grundversorgertarif und Wettbewerbertarif –

<sup>11</sup> Quelle: [VERIVOX2013], eigene Darstellung

<sup>12</sup> Vgl. [BNETZA2012], Seite 133 f.

bei nur 7,8 %.<sup>13</sup> Der überwiegende Anteil der Haushaltskunden von 83,2 % (bezogen auf die Strommenge) verbleibt beim Grundversorger. Von diesen 83,2 % wurden 39,8 % der Haushaltsstrommengen im Jahr 2011 über relativ teure Grundversorgertarife von den Endkunden bezogen. Die anderen 43,4 % der Haushaltskunden sind bereits in einen günstigeren Wettbewerbstarif desselben Grundversorgers gewechselt. Nur die übrigen 16,8 % der Haushaltskunden werden von einem anderen Energieversorger, als dem Grundversorger beliefert, was mit der niedrigen Wechselquote korrespondiert.<sup>14</sup>

Grundversorger haben dagegen im Betrachtungszeitraum die Preise ihrer Grundversorgertarife gehalten oder erhöht, wenn auch zwischenzeitlich Preissenkungen zu verzeichnen waren, die allerdings im Vergleich zu den Preissenkungen der Wettbewerber deutlich geringer ausfielen.

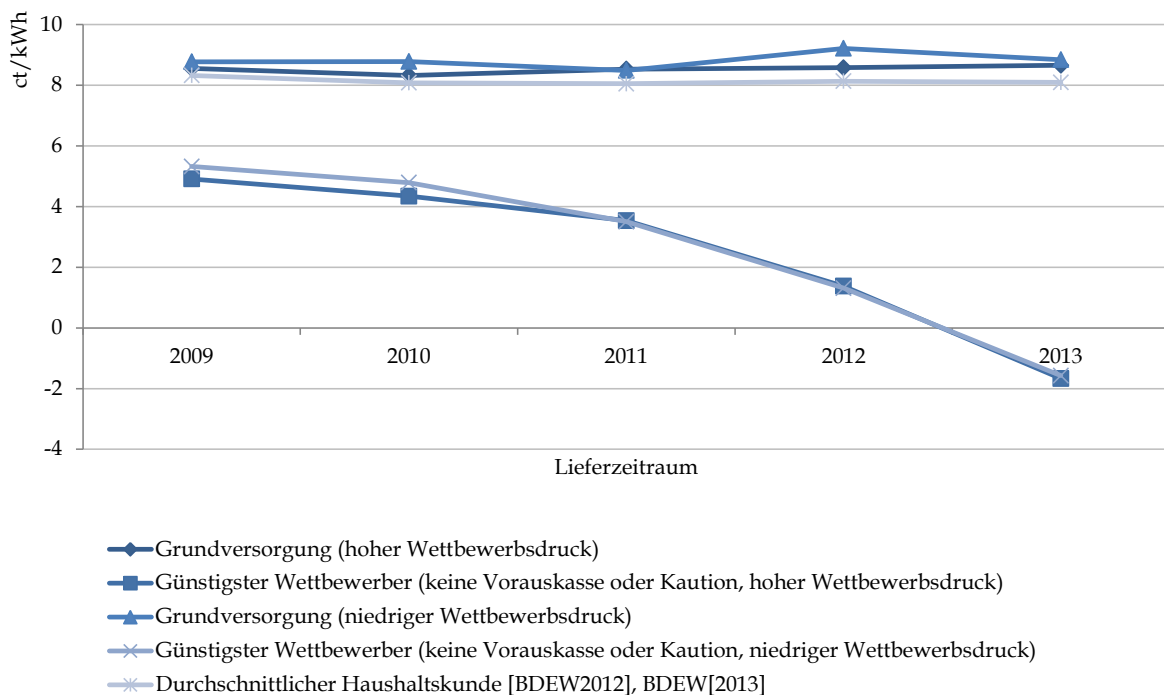


Abbildung 7: Beschaffungs-, Vertriebskosten und Gewinn in Summe bei Haushaltskunden<sup>15</sup>

Abbildung 7 fasst die beschriebenen Preisentwicklungen bei Grundversorger- und Wettbewerbertarifen gemittelt für Regionen mit hohem und mit niedrigem Wettbewerbsdruck zusammen. Im Vergleich zu den Ergebnissen dieser Studie ist der Preis des durchschnittlichen BDEW-Haushaltskunden (vgl. Abbildung 1) ebenfalls bereinigt um Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern dargestellt. Wegen der hohen Anteile von Haushaltskunden, die vom Grundversorger mit Strom beliefert werden und der Tatsache, dass die hier dargestellten Wettbewerbstarife nur für Neukunden gelten, liegt auch der durchschnittliche BDEW-Haushaltskundenpreis nur knapp unter den Grundversorgertarifen.

<sup>13</sup> [BNETZA2012], Seite 118 f.

<sup>14</sup> Ebd., Seite 121

<sup>15</sup> Quelle: [VERIVOX2013], [BDEW2012], [BDEW2013] bereinigt um Netzentgelte nach [BNETZA2012], Seite 63

### 3.2. Analyse der Beschaffungsstrategien

Auf Basis der transparenten Marktdaten der börslichen Terminmärkte lässt sich ein Korridor berechnen, der zum einen eine untere Grenze festlegt, die den besten und günstigsten Bezug darstellt, und eine obere Grenze, die die ungünstigste, also teuerste Beschaffung darstellt.

Unabhängig davon, wie ein Unternehmen seine Beschaffungsstrategie festlegt, liegen die Beschaffungskosten für die Stromlieferung innerhalb dieses Korridors. Je näher die Beschaffungskosten an den Korridor Grenzen liegen, desto unwahrscheinlicher ist es, dass ein Unternehmen durch Handel diese Kosten erreicht. Grund hierfür ist, dass die untere Grenze auf Basis des günstigsten Preises und die obere Grenze auf Basis des höchsten Preises innerhalb eines Zeitraumes von 5 Jahren vor Lieferung ermittelt wurde. Eine Komplettbeschaffung an einem einzigen Termin gilt als äußerst risikoreich. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Unternehmen seine gesamte Beschaffung für ein Lieferjahr an diesem Tag durchgeführt hat, liegt nahezu bei null.

Ebenso ist es risikoreich, die Beschaffung auf die Spotmärkte auszurichten. Bei einer vollständigen Beschaffung über die Spotmärkte sind die Beschaffungskosten erst sehr kurz vor der Lieferung bekannt, da die Strompreise am Großhandelsmarkt immer einen Tag vor Lieferung ermittelt werden. Die Energieversorger legen ihren Endkundenpreis jedoch bereits vor Lieferung fest, teilweise sogar mit Preisgarantien über mehrere Monate. Um das Unternehmen nicht durch die ungewissen und teilweise sehr stark schwankenden Spotmarktpreise zu gefährden, wird der Großteil der Beschaffung über die Terminmärkte vorgenommen. Lässt man dabei einen Teil der Mengen offen und beschafft diese über den Spotmarkt, ergibt sich die Möglichkeit von zusätzlichen Gewinnen, sofern die Preise am Spotmarkt tiefer liegen als am Terminmarkt.

Für die reine Beschaffung am Terminmarkt ergibt sich der oben beschriebene Korridor der Beschaffungspreise für die Lieferjahre 2009 bis 2012 aus der (theoretisch) bestmöglichen Strategie, die gesamte Menge zum niedrigsten Terminpreis im Betrachtungszeitraum zu beschaffen, und der (theoretisch) schlechtesten Strategie, die gesamte Menge zum höchsten Terminpreis im Betrachtungszeitraum zu beschaffen. Neben den Terminmarktpreisen existieren noch Spotmarktpreise, die erst am Ende der Lieferung vollständig bekannt sind, weshalb sie auch unter den Terminmarktpreisen liegen können.<sup>16</sup>

Innerhalb dieses Korridors zeigt Abbildung 8 die Beschaffungskosten für die betrachteten Lieferjahre 2009 bis 2012 je Beschaffungsstrategie. Für diese Studie wurden zum einen (theoretische) Beschaffungsstrategien ausgewertet um die mögliche Bandbreite der Beschaffungskosten aufzuzeigen. Zum anderen wurden aber auch die erzielten Beschaffungskosten einer

---

<sup>16</sup> Ein Vergleich von Terminmarktpreisen und Spotmarktpreisen über mehr als zehn Jahre in der Vergangenheit zeigt, dass die durchschnittlichen Spotmarktpreise deutlich unter den Terminmarktpreisen für denselben Lieferzeitraum liegen können, wie zumeist in den letzten Jahren, aber auch der umgekehrte Effekt möglich ist, dass die Spotmarktpreise deutlich über den Terminmarktpreisen für denselben Lieferzeitraum liegen können.

Vielzahl typischer Beschaffungsstrategien der Energieversorger berechnet. Dabei variieren die Beschaffungsstrategien in folgenden Parametern<sup>17</sup>:

- Beschaffungszeitraum von 1 Jahr, 1,5, 3 und 5 Jahren vor Beginn der Lieferung. Je länger der Beschaffungszeitraum gewählt ist, desto unabhängiger sind die Beschaffungskosten von möglichen kurzfristigen Preissteigerungen vor Beginn der Lieferung
- vollständige Beschaffung am Terminmarkt oder, um von günstigen Spotmarktpreisen zu profitieren, Beschaffung von 5 %, 10 % oder 25 % der Gesamtjahresmenge am Spotmarkt und der verbleibenden Mengen am Terminmarkt
- Unterschiedliche oder gleiche Verteilung der Beschaffungsmengen über den Beschaffungszeitraum. Je näher die Beschaffung zeitlich am Beginn der Lieferung liegt, desto liquider werden in der Regel die entsprechenden Produkte gehandelt. Daher beschaffen einige Marktteilnehmer zunächst nur geringe Tranchenmengen und steigern die Tranchengröße im Verlaufe des Beschaffungszeitraums, je näher der Zeitpunkt der Lieferung kommt

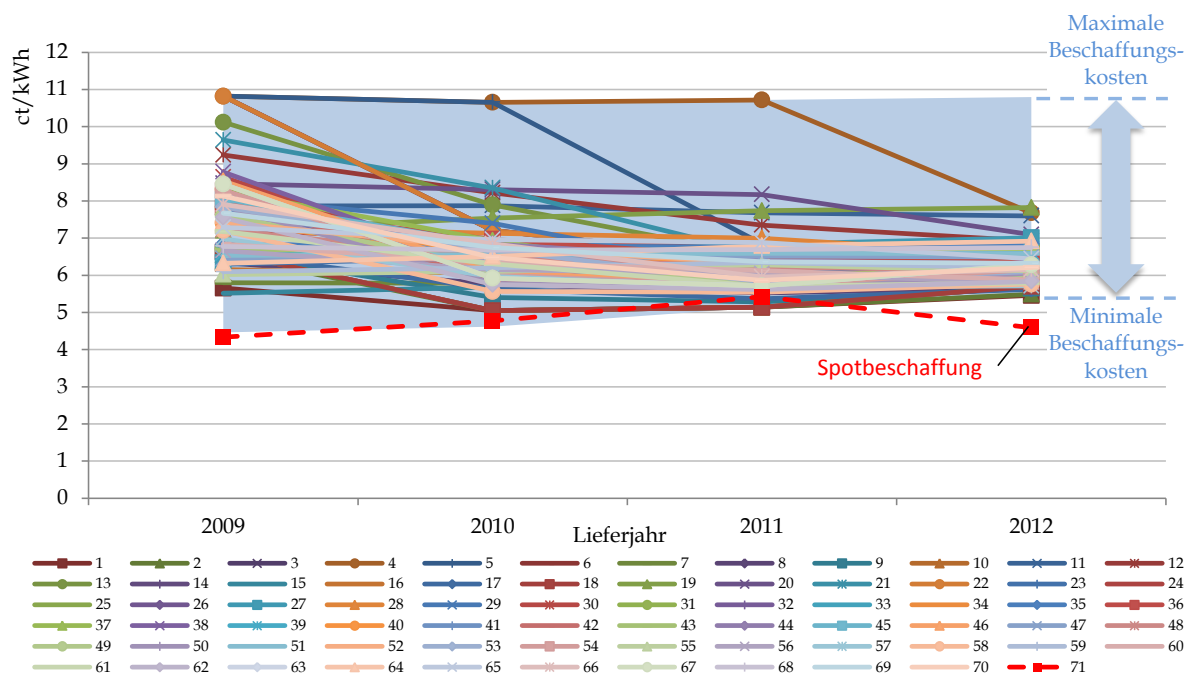


Abbildung 8: Beschaffungskosten je Strategie für ein H0-Standardlastprofil<sup>18</sup>

Die Preise der Tranchen werden unterschiedlich festgelegt. Für die Minimum- und die Maximum-Strategien ergibt sich der Preis aus dem Minimum bzw. dem Maximum aller Terminmarktpreise für den Beschaffungszeitraum, in dem die Tranche gekauft werden soll. Daneben wird bei einer Mittelwert-Strategie der Preis der Tranche durch Mittelung aller Preise der Terminprodukte im Beschaffungszeitraum festgelegt.

<sup>17</sup> Eine detaillierte Auflistung der Beschaffungsstrategien kann dem Anhang entnommen werden.

<sup>18</sup> Quelle: eigene Berechnungen, Beschreibung der Strategien siehe Anhang

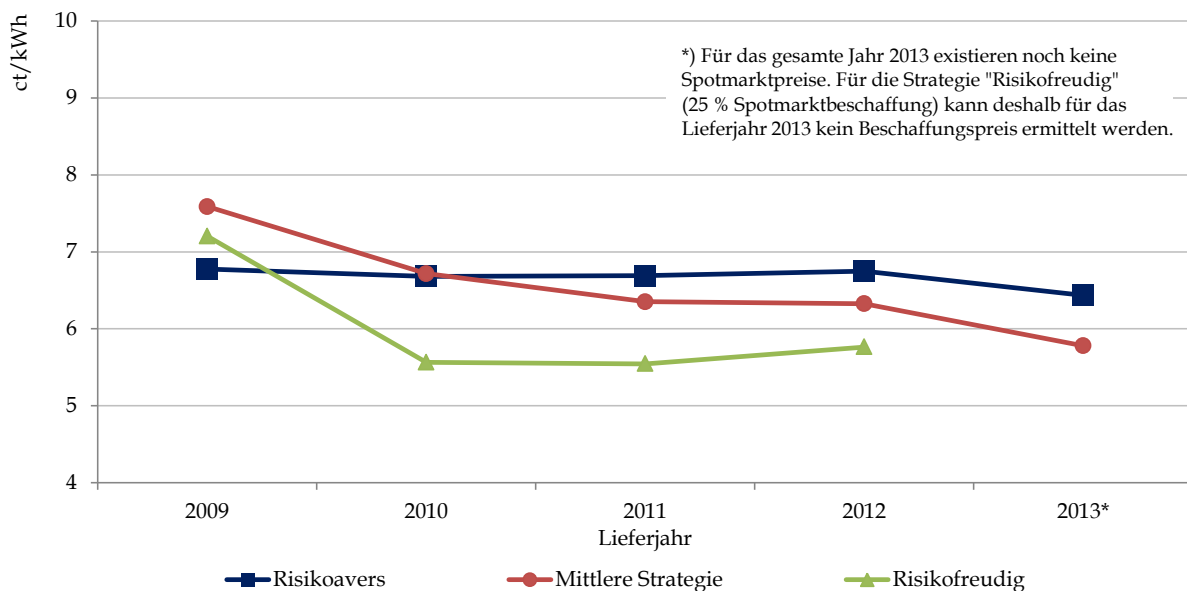


Abbildung 9: Vertreter typischer Beschaffungsstrategien<sup>19</sup>

Aus den berechneten Strategien sind drei typische Beschaffungsstrategien ausgewählt worden:

- eine risikoaverse Strategie (Nummer 68), bei der bereits fünf Jahre vor Lieferbeginn angefangen wird, an jedem Handelstag eine gleichgroße Teilmenge der Gesamtliefermenge (auch Tranche genannt) am Terminmarkt einzudecken. Die Beschaffungskosten entsprechen dann dem durchschnittlichen Terminmarktpreis. Schwankungen der Preise am Terminmarkt werden durch diese Strategie herausgemittelt.
- eine risikofreudige Strategie (Nummer 58), bei der erst ein Jahr vor Beginn der Lieferung mit der Tranchenbeschaffung immer zur Mitte des Quartals begonnen wird. In der Realität wird häufig versucht, um den festgelegten Beschaffungstermin einen geeigneten Zeitpunkt durch Markt- und Preisanalysen zu identifizieren. Bei dieser Beschaffungsstrategie werden nur 75 % der Liefermenge am Terminmarkt eingedeckt. Die restlichen 25 % werden kurzfristig und zu meist stark schwankenden Preisen am Spotmarkt beschafft, in der Erwartung, dass die Spotmarktpreise günstiger sind, als die Terminmarktpreise.<sup>20</sup>
- eine Strategie mit mittlerem Risiko (Nummer 32), bei der auch jeweils Mitte des Quartals ab drei Jahren vor Lieferbeginn eine Tranche eingedeckt wird, so dass vor Beginn der Lieferung die gesamte Liefermenge am Terminmarkt eingedeckt ist. Die

<sup>19</sup> Quelle: eigene Berechnungen

<sup>20</sup> Die Berechnung des Beschaffungspreises 2013 für diese Strategie kann aufgrund fehlender Spotmarktpreise für das gesamte Jahr 2013 (noch) nicht durchgeführt werden.

Tranchen werden dabei mit näher kommendem Lieferbeginn größer, um größere Mengen in einem liquideren Handelszeitraum zu beschaffen.<sup>21</sup>

Die Beschaffungskosten aller drei Strategien sind in Abbildung 9 nochmals separat dargestellt. Diese drei Vertreter typischer Beschaffungsstrategien werden für die weitere Analyse der Margen bei der Strombelieferung von Endkunden herangezogen.

### 3.3. Margen bei der Strombelieferung von Endkunden

Bildet man die Differenz aus den Endkundenpreisen (ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern) und den Beschaffungskosten, ergibt sich der Betrag, den der Energieversorger zur Deckung seiner Vertriebskosten einsetzen kann. Der danach verbleibende Betrag ist sein Gewinn (Marge). Da keine Informationen zu Vertriebskosten vorliegen, werden im Folgenden Vertriebskosten und Gewinn in Summe ausgewiesen.

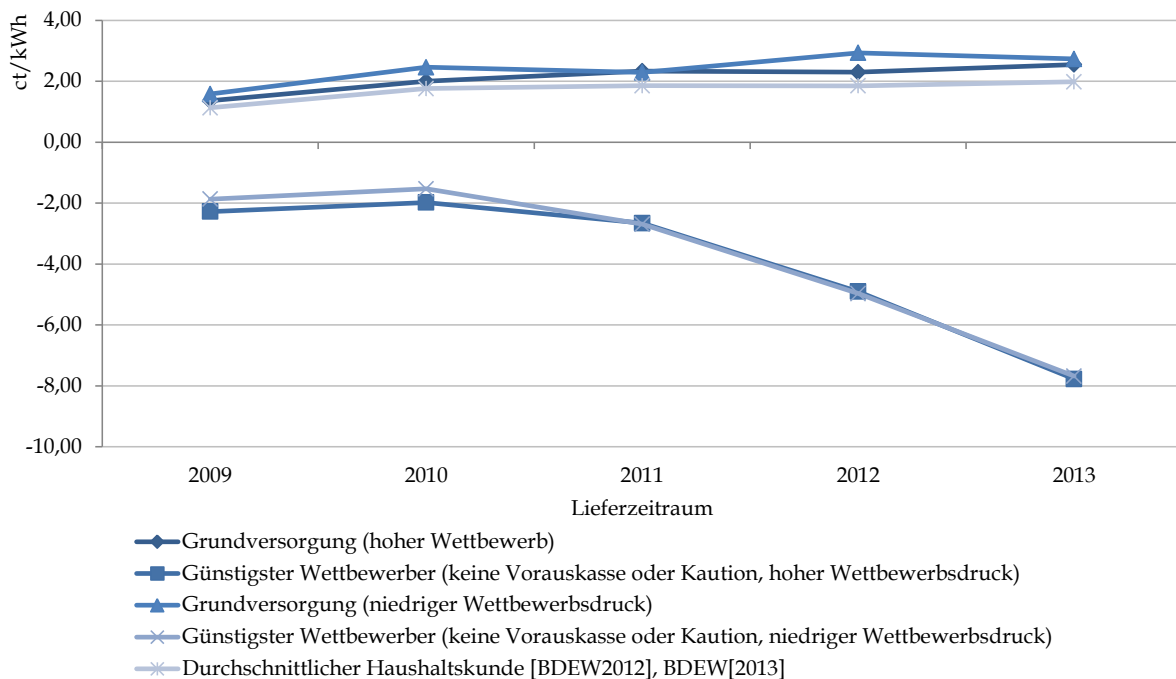


Abbildung 10: Vertriebskosten und Gewinn in Summe für Haushaltsneukundentarife bei mittlerer Beschaffungsstrategie<sup>22</sup>

Zur Ermittlung von Vertriebskosten und Gewinn werden die Ergebnisse der vorigen Kapitel 3.1 (Abbildung 7) und Kapitel 3.2 (Abbildung 9) nun zusammengefasst.<sup>23</sup> In Abbildung 10 sind die Höhe und die Entwicklung von Vertriebskosten und Gewinn für die Grundversor-

<sup>21</sup> Die Gewichtungsfaktoren, mit denen die Tranchengrößen ermittelt werden, können dem Anhang entnommen werden.

<sup>22</sup> Quelle: Eigene Berechnung

<sup>23</sup> Die Beschaffungskosten der ausgewählten Beschaffungsstrategien sind pro Lieferjahr gemittelt übernommen worden. Der Mittelwert für das Lieferjahr 2013 wird auf Basis der risikoaversen Strategie und der Strategie mit mittlerem Risiko gebildet.

gertarife und Wettbewerbertarife in Regionen mit hohem und mit niedrigem Wettbewerbsdruck im Betrachtungszeitraum dargestellt. Sie werden mit den Vertriebskosten und dem Gewinn bei der Belieferung eines durchschnittlichen BDEW-Haushaltskunden verglichen.

Auffallend ist, dass Vertriebskosten und Gewinn bei den Wettbewerbertarifen im negativen Bereich liegen. Das bedeutet, dass der Energieversorger mit den Verkaufserlösen für den Strom nicht in der Lage ist, seine Kosten zu decken. In Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck liegt der Verlust bei 91 EUR im Jahr 2009 und steigt bis zum Jahr 2013 auf 311 EUR je Neukunde. Dies lässt auf einen zunehmenden Wettbewerbsdruck im Laufe der letzten Jahre schließen. Dass sich die Kurven der Wettbewerbertarife in den Regionen mit hohem und mit niedrigem Wettbewerbsdruck bis zum Jahr 2011 annähern, ist ebenso auf einen zunehmenden Wettbewerbsdruck in denjenigen Regionen zurückzuführen, die ursprünglich als unter geringem Wettbewerbsdruck stehend eingestuft wurden.

In den genannten Zahlen sind die Vertriebskosten nicht enthalten; sie kommen noch dazu. Ganz klar ist, dass dies allein gesehen für die betreffenden Unternehmen nicht zum Erfolg führen kann. Eine solch bewusste Kalkulation von Verlusten ist nur im Zusammenhang mit weitergehenden unternehmerischen Zielen zu erklären wie beispielsweise der Neukundengewinnung, der Etablierung des Markennamens oder der Bildung eines bestimmten preisgünstigen Unternehmensimages.

Auf der Seite der Grundversorger ergibt sich dagegen ein ganz anderes Bild. Grundversorger in Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck konnten die Erlöse pro Haushaltskunde für Vertriebskosten und Gewinn durchschnittlich von 54 EUR im Jahr 2009 auf 102 EUR im Jahre 2013, also um ca. 87 % steigern. In Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck lagen die durchschnittlichen Erlöse für Vertriebskosten und Gewinn im Jahr 2009 bereits bei 63 EUR und konnten bis zum Jahr 2013 um ca. 73 % auf 109 EUR pro Haushaltskunde gesteigert werden.

Ob bei diesen Entwicklungen tatsächlich der Gewinn der Grundversorger gestiegen ist, lässt sich aus den Analysen aufgrund unbekannter Vertriebskosten allerdings nicht folgern. Zu vermuten ist aber, dass die Vertriebskosten z. B. gemessen an der Inflationsrate nicht in gleich starkem Maße gestiegen sind, sondern eher schwächer, wodurch ein Potential zu höheren Gewinnen gegeben wäre. Wenn man annimmt, dass die Vertriebskosten in Höhe der Inflationsrate steigen, dann sind die Vertriebskosten der Energieversorger im Zeitraum 2009 bis 2013 um 5,3 % gestiegen.<sup>24</sup> Im gleichen Zeitraum ist die Summe aus Vertriebskosten und Gewinn für Grundversorgertarife aber um 80 % gestiegen. Es ist daher davon auszugehen, dass es im Zeitraum 2009 bis 2013 eine erhebliche Gewinnsteigerung gab, insbesondere zwischen 2009 und 2010.

---

<sup>24</sup> Berechnung der Inflationsrate mit Daten nach [DESTATIS2013]

## 4. Zusammenfassung und Fazit

Das Ziel der Studie ist, Margen von deutschen Energieversorgern, welche Haushaltskunden beliefern, zu ermitteln und deren Entwicklung für die Jahre 2009 bis 2013 darzustellen. Da hierzu nicht explizite Daten vorliegen, wurden die Gewinne (Margen) durch Rückrechnung ermittelt. So kann die Summe aus Vertriebskosten und Gewinn eines Energieversorgers aus der Differenz des Absatzpreises, also des Strompreises des Endverbrauchers, und den Beschaffungskosten für die gelieferte Strommenge nach Abzug aller Umlagen, Entgelte, Abgaben und Steuern ermittelt werden. Eine Differenzierung zwischen Vertriebskosten und Marge ist von außen nicht möglich. Geht man jedoch von gleichbleibenden oder leicht steigenden Vertriebskosten, auch unter Berücksichtigung der Inflation, aus, so ist der größte Teil der Änderung des Postens „Vertriebskosten und Marge“ auf Änderungen im Gewinn zurückzuführen.

Zur Ermittlung der Endkundenpreise wurden in der Studie Tarifdaten von Grundversorgern und ihren günstigsten Wettbewerbern für die Belieferung von Haushaltsneukunden mit Strom ausgewertet. Dabei wurde innerhalb Deutschlands nach fünf Regionen mit hohem und fünf Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck unterschieden. Die Endkundenpreise wurden jeweils um Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern bereinigt.

Den Endkundenpreisen wurden die Beschaffungskosten gegenübergestellt. Hierfür wurden typische Beschaffungsstrategien von Energieversorgern ausgewählt und anhand von Börsenpreisen am Termin- und Spotmarkt ausgewertet. Den Berechnungen wurde ein Standardlastprofil für Haushaltskunden (H0-Profil) zugrunde gelegt.

Zieht man von den bereinigten Endkundenpreisen die Beschaffungskosten ab, so erhält man die Zielgröße dieser Studie, nämlich die Vertriebskosten inklusive Gewinn des Energieversorgers.

Vertriebskosten und Gewinn sind bei den betrachteten Wettbewerbsstarifen negativ und über den Betrachtungszeitraum von 2009 bis 2013 sogar noch gefallen, was zu Verlusten der Energieversorger bei der Belieferung der Neukunden mit Strom führt. Dies lässt auf einen hohen Wettbewerbsdruck bei der Neukundengewinnung schließen.

Bei den Grundversorgern hingegen wurden im Durchschnitt im Betrachtungszeitraum deutliche Steigerungen der Erlöse für Vertriebskosten und Gewinn von maximal 87 % in Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck erzielt.



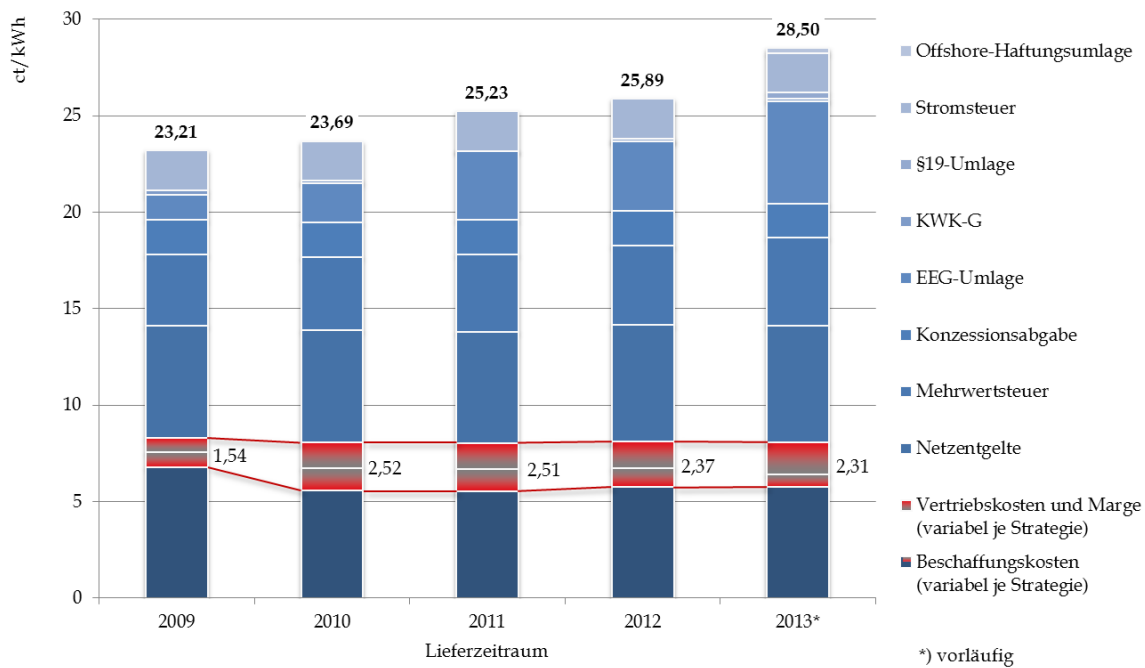


Abbildung 11: Korridor für Vertriebskosten inklusive Gewinn für den BDEW-Haushaltskunden bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien<sup>25</sup>

Wenn man annimmt, dass die Vertriebskosten in Höhe der Inflationsrate steigen, dann sind die Vertriebskosten der Energieversorger im Zeitraum 2009 bis 2013 um 5,3 % gestiegen.<sup>26</sup> Im gleichen Zeitraum ist die Summe aus Vertriebskosten und Gewinn für Grundversorgertarife aber um 80 % gestiegen. Es ist daher davon auszugehen, dass es im Zeitraum 2009 bis 2013 eine erhebliche Gewinnsteigerung gab, insbesondere zwischen 2009 und 2010.

Ein Überblick über die Ergebnisse und insbesondere den in der Studie ermittelten Korridor für Vertriebskosten und Gewinn können übertragen auf einen BDEW-Haushaltskunden der Abbildung 11 entnommen werden.

Abbildung 12 verdeutlicht die Entwicklung von Vertriebskosten und Gewinn und den übrigen Strompreisbestandteilen in einer für den Verbraucher relevanten mehrwertsteuerlichen Brutto-Betrachtung. Zu den Vertriebskosten inklusive Gewinn sowie zu den übrigen Strompreisbestandteilen ist dabei die jeweils anteilige Mehrwertsteuer hinzugerechnet worden. Bei einem Jahresstromverbrauch eines durchschnittlichen BDEW-Haushalts (vgl. Abbildung 1) von 3.500 kWh konnten im Betrachtungszeitraum von 2009 bis 2013 Vertriebskosten inklusive Gewinn und inklusive anteiliger Mehrwertsteuer von 47 EUR auf 83 EUR pro Jahr und Haushalt, also um ca. 75 % gesteigert werden.

<sup>25</sup> Quelle: Strompreiszusammensetzung [BDEW2012], [BDEW2013] bereinigt um Netzentgelte [BNETZA2012], eigene Berechnungen

<sup>26</sup> Berechnung der Inflationsrate mit Daten nach [DESTATIS2013]

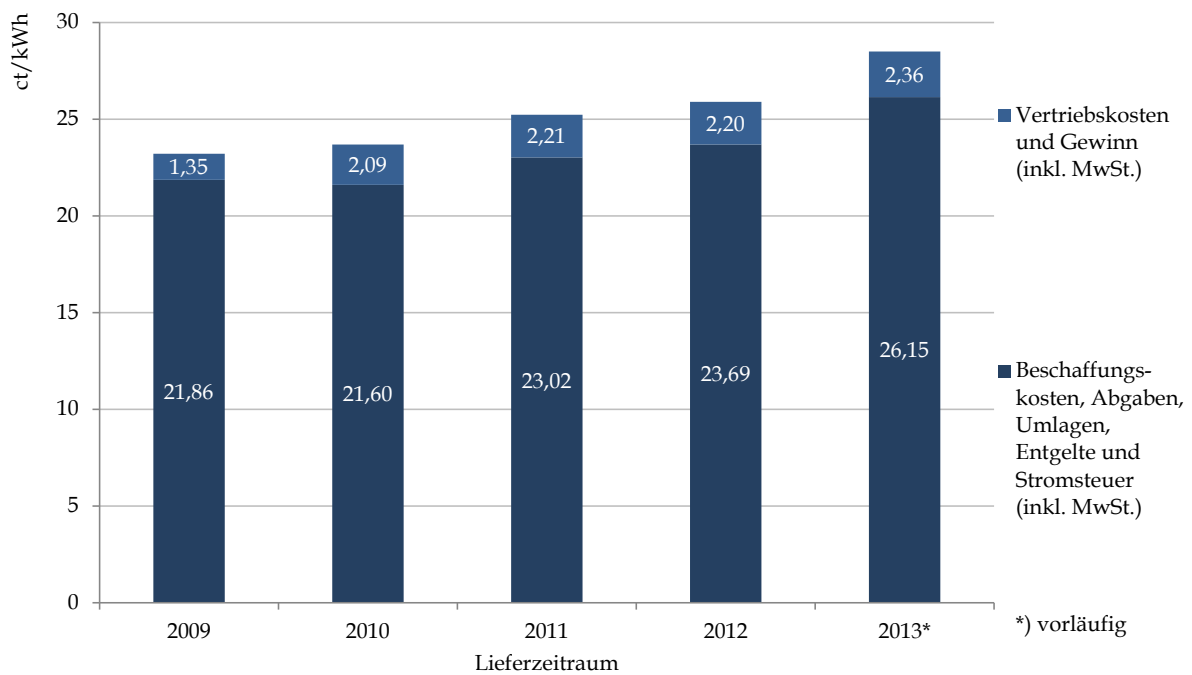


Abbildung 12: Vergleich der Vertriebskosten inklusive Gewinn mit den übrigen Strompreisbestandteilen aus Sicht des Verbrauchers<sup>27</sup>

Unabhängig von der Entwicklung der Gewinne der Energieversorger zeigten besonders die direkten Tarifvergleiche von Grundversorgern und ihren günstigsten Wettbewerbern ein enormes Einsparpotential für Haushaltskunden beim Wechsel von der Grundversorgung in einen Wettbewerbertarif. Angesichts dieser Preisdifferenz erscheint der Anteil von fast 40 % der Haushaltskunden in der Grundversorgung als enorm groß. Durch einen verstärkten Kundenwechsel aus den Grundversorgungstarifen in die Wettbewerbstarife (von z. B. 25 % der Haushalte in der Grundversorgung) wäre ein höherer Margendruck auch bei den Grundversorgern zu erwarten. Würden dadurch in einer theoretischen Betrachtung die Vertriebskosten inklusive Gewinn des Jahres 2013 unter Berücksichtigung der Inflation auf den Zustand des Jahres 2009 reduziert, bedeutete dies deutschlandweit eine Stromkosteneinsparung für die Haushalte in der Grundversorgung von rund 395 Millionen EUR brutto pro Jahr. Durch einen verstärkten Wechsel von Haushaltskunden würde zudem der Druck auf die Energieversorger steigen hin zu Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen bei der Haushaltskundenbelieferung mit Strom.

Bei einer Betrachtung des Zusammenhangs von Börsenpreis, EEG-Umlage und Endkundenpreis konnte gezeigt werden, dass ein fallender Börsenpreis zwar eine höhere EEG-Umlage bewirkt. Allerdings sinken dabei auch die Beschaffungskosten – zumindest mit einem durch die Beschaffungsstrategie bedingten zeitlichen Versatz. Sofern die Energieversorger die gesunkenen Beschaffungspreise an die Endkunden weitergeben, kann der Kostenrückgang bei der Beschaffung den börsenpreisbedingten Anstieg der EEG-Umlage überkompensieren.

<sup>27</sup> Quelle: ebd.

Für das Jahr 2014 ist mit einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen in ihrer Mittelfristprognose mit einem Anstieg bis auf 5,74 ct/kWh.<sup>28</sup> Dies entspricht bei einem durchschnittlichen Haushalt mit 3.500 kWh Jahresstromverbrauch einem Anstieg der Stromkosten von 16,20 EUR. Allein durch einen Wechsel aus dem Grundversorgertarif in einen Wettbewerbstarif aber lässt sich im Durchschnitt der betrachteten Regionen – zumindest im ersten Jahr – pro Haushalt die Stromrechnung um ca. 250 EUR senken.

---

<sup>28</sup> Quelle: [ÜNB2012-2]

## 5. Quellenverzeichnis

[BDEW2012]

„BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2012 - Haushalte und Industrie“ vom 23. Oktober 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/121026\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Oktober%202012\\_Update\\_26.10.2012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf), abgerufen am 07. März 2013

[BDEW2013]

„Durchschnittliche Stromrechnung des Musterhaushalts 1998 bis 2013“, Januar 2013, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/11666257FAE0B920C1257B2D0037D320/\\$file/130213%20Anlage%20Musterhaushalt%20Tabelle%20Monatsrechnung%20Strompreis%201998\\_2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/11666257FAE0B920C1257B2D0037D320/$file/130213%20Anlage%20Musterhaushalt%20Tabelle%20Monatsrechnung%20Strompreis%201998_2013.pdf), abgerufen am 26. März 2013

[BNETZA2012]

Bundesnetzagentur (Hrsg.), Bundeskartellamt (Hrsg.): „Monitoringbericht 2012“, 3. Auflage, Stand 05.02.2013, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile), abgerufen am 21. März 2013.

[DESTATIS2013]

Statistisches Bundesamt, „Verbraucherpreisindex für Deutschland“, [https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=C1BF5BA3DF0BC0383EF3F11F7948BA5C.tomcat\\_GO\\_2\\_1?operation=previous&levelindex=3&levelid=1364406620327&step=3](https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=C1BF5BA3DF0BC0383EF3F11F7948BA5C.tomcat_GO_2_1?operation=previous&levelindex=3&levelid=1364406620327&step=3), abgerufen am 27. März 2013.

[EEX2013]

European Energy Exchange: Marktdaten zum Stromspotmarkt und zum Stromterminmarkt.

[ÜNB2012-1]

50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.), Amprion GmbH (Hrsg.), TransnetBW GmbH (Hrsg.), TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „EEG-Umlage 2013 - Konzept für das Prognoseverfahren und Grundlagen für die Berechnung der EEG-Umlage 2013“, <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>, abgerufen am 11. März 2013.

[ÜNB2012-2]

50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.), Amprion GmbH (Hrsg.), TransnetBW GmbH (Hrsg.), TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „EEG-Mittelfristprognose“, <http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm>, abgerufen am 11. März 2013.

[VERIVOX2013]

Verivox/Kreutzer Consulting: Preise von Haushaltsneukundentarifen mit einem Jahresstromverbrauch von 4.000 kWh für verschiedene Regionen für die Jahre 2009 bis 2012.

## 6. Anhang

### Anhang 1: Beschaffungsstrategien

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die betrachteten Beschaffungsstrategien. Die Bezeichnung der Beschaffungsstrategien setzt sich zusammen aus:

- Handelszeitpunkt(e),
- ggf. Gewichtung,
- Handelszeitraum vor Beginn des Lieferjahres,
- Anteil der Strommenge, die über den Spotmarkt beschafft wird.

Name der Strategie	Referenznummer Diagramm
Min Gesamt 5 Jahre 0% Spot	untere Grenze, markierte Fläche
Max Gesamt 5 Jahre 0% Spot	obere Grenze, markierte Fläche
Min Gesamt 3 Jahre 0% Spot	1
Min Gesamt 1,5 Jahre 0% Spot	2
Min Gesamt 1 Jahre 0% Spot	3
Max Gesamt 3 Jahre 0% Spot	4
Max Gesamt 1,5 Jahre 0% Spot	5
Max Gesamt 1 Jahre 0% Spot	6
Min - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	7
Min - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	8
Min - keine Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	9
Min - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	10
Max - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	11
Max - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	12
Max - keine Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	13
Max - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	14
Min - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	15
Min - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	16
Min - Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	17
Min - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	18
Max - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	19
Max - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	20
Max - Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	21
Max - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	22
Mitte Quartal - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	23
Mitte Quartal - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	24
Mitte Quartal - keine Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	25
Mitte Quartal - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	26
Anfang Quartal - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	27
Anfang Quartal - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	28
Anfang Quartal - keine Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	29

Name der Strategie	Referenznummer Diagramm
Anfang Quartal - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	30
Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	31
Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	32
Mitte Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	33
Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	34
Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	35
Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	36
Anfang Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	37
Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	38
Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 5% Spot	39
Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 5% Spot	40
Mitte Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 5% Spot	41
Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 5% Spot	42
Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 5% Spot	43
Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 5% Spot	44
Anfang Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 5% Spot	45
Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 5% Spot	46
Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 10% Spot	47
Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 10% Spot	48
Mitte Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 10% Spot	49
Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 10% Spot	50
Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 10% Spot	51
Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 10% Spot	52
Anfang Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 10% Spot	53
Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 10% Spot	54
Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 25% Spot	55
Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 25% Spot	56
Mitte Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 25% Spot	57
Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 25% Spot	58
Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 25% Spot	59
Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 25% Spot	60
Anfang Quartal - Gewichtung 1,5 Jahre 25% Spot	61
Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 25% Spot	62
Mittelwert - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	63
Mittelwert - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	64
Mittelwert - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	65
Mittelwert - keine Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	66
Mittelwert - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot	67
Mittelwert - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot	68
Mittelwert - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot	69
Mittelwert - Gewichtung 1,5 Jahre 0% Spot	70
Spotbeschaffung 0 Jahre 100% Spot	71

## Anhang 2: Gewichtungsfaktoren für die Beschaffungsstrategien

Den folgenden beiden Tabellen können diejenigen Strommengen bezogen auf die Jahresgesamtliefermenge in Form von Gewichtungsfaktoren entnommen werden, die in den Jahren vor Beginn der Lieferung gemäß der jeweiligen Beschaffungsstrategie am Terminmarkt beschafft werden.

Gewichtungsfaktoren der Tranchen für Beschaffungsstrategien mit Gewichtung:

	Beschaffungsdauer			
	5 Jahre	3 Jahre	1,5 Jahre	1 Jahr
Handelszeitraum vor Beginn der Lieferung				
1 Jahr	30 %	55 %	80 %	100 %
2 Jahre	25 %	30 %	20 %	
3 Jahre	20 %	15 %		
4 Jahre	15 %			
5 Jahre	10 %			

Gewichtungsfaktoren der Tranchen für Beschaffungsstrategien ohne Gewichtung:

	Beschaffungsdauer			
	5 Jahre	3 Jahre	1,5 Jahre	1 Jahr
Handelszeitraum vor Beginn der Lieferung				
1 Jahr	20 %	33,3 %	66,6 %	100 %
2 Jahre	20 %	33,3 %	33,3 %	
3 Jahre	20 %	33,3 %		
4 Jahre	20 %			
5 Jahre	20 %			

## Anhang 3: Beschreibung der Regionen

Die für die Analysen dieser Studie herangezogenen Regionen setzen sich wie folgt zusammen:

- **Region Dortmund:**  
Dortmund, Lünen, Castrop-Brauxel, Herne, Bochum
- **Region Dresden:**  
Dresden, Meißen, Riesa, Radebeul, Coswig, Großhain
- **Region Düsseldorf:**  
Düsseldorf, Erkrath, Hilden, Langenfeld, Monheim, Mettmann, Ratingen, Meerbusch
- **Region Flensburg:**  
Flensburg, Glücksburg, Harrislee, Schleswig, Leck
- **Region Frankfurt am Main:**  
Frankfurt am Main, Offenbach, Aschaffenburg
- **Region Peine:**  
Peine, Braunschweig, Salzgitter, Wolfenbüttel
- **Region Rottach-Egern:**  
Rottach-Egern, Bad Tölz, Gmund, Bad Wiessee, Hausham, Miesbach
- **Region Schwerin:**  
Schwerin, Parchim und Wismar
- **Region Stuttgart:**  
Stuttgart, Fellbach, Esslingen, Ludwigsburg
- **Region Ulm:**  
Ulm, Neu-Ulm, Ehingen, Elchingen, Laupheim



## Anhang 4: Daten zu den Abbildungen

Die Daten zu **Abbildung 1** entnehmen Sie bitte dem Diagramm oder den angegebenen Quellen. Aufgrund des Datenumfangs können die Daten zu **Abbildung 2** und **Abbildung 3** hier nicht aufgelistet werden. Bei **Abbildung 4** handelt es sich um ein Prinzipbild.

### Daten zu Abbildung 5

Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit hohem Wettbewerbsdruck in ct/kWh

	01.07.2009	01.07.2010	01.07.2011	01.07.2012	01.02.2013
Region Dortmund (GV-Tarif)	8.20	7.94	7.92	8.36	8.88
Region Dortmund (Günstigster Wettbewerber)	5.01	4.23	3.52	1.19	-1.71
Region Dresden (GV-Tarif)	6.93	7.22	7.58	7.78	6.97
Region Dresden (Günstigster Wettbewerber)	3.94	3.76	3.32	1.47	-2.17
Region Düsseldorf (GV-Tarif)	8.84	8.35	8.61	8.49	8.33
Region Düsseldorf (Günstigster Wettbewerber)	5.22	4.54	3.73	1.28	-1.25
Region Stuttgart (GV-Tarif)	9.67	9.11	9.62	9.24	9.74
Region Stuttgart (Günstigster Wettbewerber)	5.08	4.61	3.53	1.66	-1.71
Region Ulm (GV-Tarif)	9.46	10.13	9.42	9.72	9.80
Region Ulm (Günstigster Wettbewerber)	5.36	4.66	3.54	1.26	-1.58

### Daten zu Abbildung 6

Endkundenpreise ohne Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern nach Regionen mit niedrigem Wettbewerbsdruck in ct/kWh

	01.07.2009	01.07.2010	01.07.2011	01.07.2012	01.02.2013
Region Flensburg (GV-Tarif)	8,64	8,77	8,59	9,33	9,19
Region Flensburg (Günstigster Wettbewerber)	5,30	4,72	3,39	1,48	-0,61
Region Frankfurt/M (GV-Tarif)	8,83	9,05	8,58	9,65	9,44
Region Frankfurt/M (Günstigster Wettbewerber)	5,45	5,01	3,52	1,23	-1,68
Region Peine (GV-Tarif)	8,60	8,49	8,20	8,67	8,37
Region Peine (Günstigster Wettbewerber)	5,07	4,57	3,34	1,25	-1,89
Region Rottach-Egern (GV-Tarif)	8,57	9,00	9,14	9,46	9,34
Region Rottach-Egern (Günstigster Wettbewerber)	5,21	4,60	3,39	1,43	-0,47
Region Schwerin (GV-Tarif)	9,20	8,27	7,98	8,77	7,77
Region Schwerin (Günstigster Wettbewerber)	5,43	4,58	4,06	1,33	-2,28

### Daten zu Abbildung 7

Beschaffungs-, Vertriebskosten und Gewinn in Summe bei Haushaltskunden in ct/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Grundversorgung (hoher Wettbewerbsdruck)</b>	8,55	8,32	8,53	8,58	8,66
<b>Günstigster Wettbewerber (keine Vorkasse oder Kautions, hoher Wettbewerbsdruck)</b>	4,91	4,34	3,54	1,38	-1,67
<b>Grundversorgung (niedriger Wettbewerbsdruck)</b>	8,77	8,78	8,49	9,21	8,84
<b>Günstigster Wettbewerber (keine Vorkasse oder Kautions, niedriger Wettbewerbsdruck)</b>	5,32	4,79	3,50	1,31	-1,57
<b>Durchschnittlicher Haushaltskunde [BDEW2012], BDEW[2013]</b>	8,32	8,08	8,05	8,13	8,09*

\*) vorläufig

### Daten zu Abbildung 8

Beschaffungskosten je Strategie für ein H0-Standardlastprofil in ct/kWh

Strategie Nr.	2009	2010	2011	2012	2013
1	5,66	5,05	5,14	5,46	5,00
2	6,54	5,05	5,14	5,49	5,00
3	6,63	5,05	5,14	5,70	5,00
4	10,82	10,66	10,72	7,68	7,20
5	10,82	10,66	6,85	6,78	6,49
6	10,82	7,20	6,42	6,78	5,95
7	5,80	5,78	5,81	5,96	5,69
8	6,34	5,77	5,52	5,67	5,32
9	6,61	5,40	5,28	5,66	5,16
10	6,63	5,05	5,14	5,70	5,00
11	7,87	7,87	7,68	7,60	7,27
12	9,23	8,22	7,35	6,93	6,36
13	10,12	7,89	6,51	6,71	6,06
14	10,82	7,20	6,42	6,78	5,95
15	5,51	5,68	5,89	6,10	5,91
16	6,15	6,05	5,85	5,70	5,45
17	6,59	5,63	5,37	5,62	5,25
18	6,63	5,05	5,14	5,70	5,00
19	7,20	7,54	7,74	7,82	7,90

Strategie Nr.	2009	2010	2011	2012	2013
20	8,47	8,31	8,17	7,09	6,61
21	9,64	8,35	6,56	6,66	6,12
22	10,82	7,20	6,42	6,78	5,95
23	6,29	6,48	6,77	6,90	6,86
24	7,24	6,91	6,85	6,46	5,95
25	7,81	6,83	5,98	6,15	5,68
26	8,31	5,93	5,69	6,27	5,43
27	6,34	6,56	6,83	7,01	6,96
28	7,32	7,13	7,00	6,55	6,06
29	8,10	7,40	6,03	6,29	5,76
30	8,64	6,15	5,74	6,29	5,45
31	6,73	6,65	6,67	6,75	6,44
32	7,59	6,72	6,35	6,33	5,78
33	8,02	6,47	5,87	6,20	5,58
34	8,31	5,93	5,69	6,27	5,43
35	6,83	6,79	6,76	6,85	6,55
36	7,82	6,97	6,47	6,42	5,89
37	8,27	6,93	5,91	6,31	5,66
38	8,78	6,18	5,78	6,37	5,53
39	6,59	6,54	6,59	6,62	NA
40	7,40	6,60	6,29	6,22	NA
41	7,81	6,37	5,83	6,10	NA
42	8,09	5,86	5,66	6,16	NA
43	6,68	6,67	6,68	6,72	NA
44	7,62	6,84	6,40	6,31	NA
45	8,05	6,81	5,86	6,20	NA
46	8,53	6,09	5,75	6,26	NA
47	6,45	6,43	6,51	6,49	NA
48	7,22	6,49	6,22	6,12	NA
49	7,60	6,27	5,79	6,00	NA
50	7,87	5,79	5,63	6,06	NA
51	6,53	6,56	6,59	6,59	NA
52	7,43	6,72	6,33	6,20	NA
53	7,83	6,68	5,82	6,10	NA
54	8,29	6,01	5,71	6,15	NA
55	6,02	6,10	6,28	6,12	NA
56	6,66	6,15	6,04	5,81	NA
57	6,98	5,97	5,68	5,71	NA
58	7,20	5,56	5,54	5,76	NA
59	6,09	6,21	6,35	6,20	NA
60	6,84	6,34	6,13	5,88	NA
61	7,18	6,31	5,70	5,79	NA
62	7,56	5,75	5,61	5,84	NA
63	8,45	5,92	5,72	6,29	5,42

Strategie Nr.	2009	2010	2011	2012	2013
64	6,32	6,50	6,79	6,92	6,86
65	7,29	6,96	6,88	6,44	5,94
66	7,91	6,84	5,95	6,15	5,65
67	8,45	5,92	5,72	6,29	5,42
68	6,78	6,68	6,69	6,75	6,44
69	7,67	6,75	6,36	6,32	5,77
70	8,13	6,48	5,86	6,21	5,56
71	4,33	4,77	5,42	4,59	NA

### Daten zu Abbildung 9

Vertreter typischer Beschaffungsstrategien in ct/kWh

Strategie	Nr.	2009	2010	2011	2012	2013
Risikoavers	68	6,78	6,68	6,69	6,75	6,44
Mittlere Strategie	32	7,59	6,72	6,35	6,33	5,78
Risikofreudig	58	7,20	5,56	5,54	5,76	NA

### Daten zu Abbildung 10

Vertriebskosten und Gewinn in Summe für Haushaltsneukundentarife bei mittlerer Beschaffungsstrategie in ct/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013
Grundversorgung (hoher Wettbewerb)	1,36	2,00	2,33	2,30	2,55
Günstigster Wettbewerber (keine Vorkasse oder Kautions, hoher Wettbewerbsdruck)	-2,28	-1,98	-2,66	-4,90	-7,78
Grundversorgung (niedriger Wettbewerbsdruck)	1,58	2,46	2,29	2,93	2,73
Günstigster Wettbewerber (keine Vorkasse oder Kautions, niedriger Wettbewerbsdruck)	-1,87	-1,53	-2,69	-4,97	-7,68
Durchschnittlicher Haushaltskunde [BDEW2012], BDEW[2013]	1,13	1,76	1,85	1,85	1,98*

\*) vorläufig

### Daten zu Abbildung 11

Korridor für Vertriebskosten inklusive Gewinn für den BDEW-Haushaltskunden bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien in ct/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013*
<b>Minimale Beschaffungskosten</b>	6,78	5,56	5,54	5,76	5,78
<b>Korridor für Vertriebskosten und Gewinn (variabel je Strategie)</b>	1,54	2,52	2,51	2,37	2,31
<b>Netzentgelte</b>	5,80	5,81	5,75	6,04	6,04
<b>Mehrwertsteuer</b>	3,71	3,78	4,03	4,13	4,55
<b>Konzessionsabgabe</b>	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
<b>EEG-Umlage</b>	1,31	2,05	3,53	3,59	5,28
<b>KWK-Umlage</b>	0,23	0,13	0,03	0,00	0,13
<b>§-19-Umlage</b>				0,15	0,33
<b>Stromsteuer</b>	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
<b>Offshore-Haftungsumlage</b>					0,25

\*) vorläufig

### Daten zu Abbildung 12

Vergleich der Vertriebskosten inklusive Gewinn mit den übrigen Strompreisbestandteilen aus Sicht des Verbrauchers in ct/kWh

	2009	2010	2011	2012	2013*
<b>Abgaben und Beschaffungskosten (inkl. MwSt.)</b>	21,86	21,60	23,02	23,69	26,15
<b>Vertriebskosten und Marge (inkl. MwSt.)</b>	1,35	2,09	2,21	2,20	2,36

\*) vorläufig



[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

Philipp Götz, Dr. Johannes Henkel, Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10

Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)