

Gunnar Harms

Dipl.-Ing.

- Vertrags- und Risikomanagement in der Energiewirtschaft -

Sürderstrasse 52
51375 Leverkusen

gharms@netcologne.de
(0175) 30 71980

KURZGUTACHTEN

im Auftrag der Fraktionsgeschäftsführung der Bundestagsfraktion von *Bündnis 90 / Die Grünen*, Platz der Republik 1, 11011 Berlin

„Auswirkungen sinkender Börsenstrompreise auf die Verbraucherstrompreise“

Analyse und Bewertung der Strompreiserhöhungen von 2007 bis 2012 sowie der Ankündigungen für 2013

Inhalt	Seite
1. Aufgabenstellung und Vorgehensweise	2
2. Wesentliche Ergebnisse	2
3. Analysen und Bewertungen	4
4. Literatur- und Quellenverzeichnis	15

1. Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Die Stromversorgungsunternehmen haben in 2012 die Strompreise weiterhin erhöht und gleichzeitig weitere Preissteigerungen für 2013 angekündigt.

Die Versorgungsunternehmen sprechen sich dabei von jeglicher eigener Veranlassung zu Preiserhöhungen frei und schieben die Ursachen hauptsächlich auf die Politik. Hier wird insbesondere die Erhöhung der EEG Umlage genannt.

Ob dies zutrifft soll mit einer Analyse der Strompreiserhöhungen seit 2007 untersucht werden. Insbesondere sollen dabei auch die stark gesunkenen Börsenpreise im letzten Jahr betrachtet werden.

2. Wesentliche Ergebnisse

Im letzten Jahr sind die Strompreise im Börsenhandel um 10 bis 20 % gesunken - je nach Marktsegment. Der Atomausstieg hat nicht zu den befürchteten Preissteigerungen geführt.

Insgesamt ausreichende Kapazitäten, weniger Stromverbrauch und eine erhöhte Einspeisung von Erneuerbaren Energien liegen dieser Entwicklung zugrunde.

Aus den stark gesunkenen Einkaufspreisen ergibt sich ein Entlastungspotential für die privaten Haushalte von 500 Millionen Euro für das Jahr 2013 gegenüber 2012

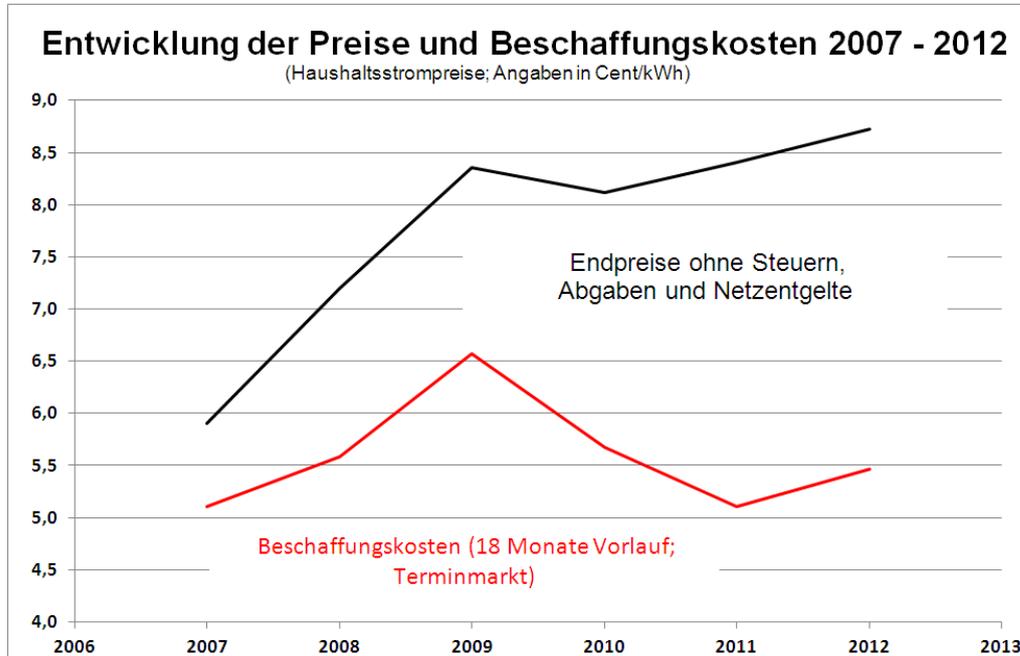
Es ist aber fraglich, ob die diese Preissenkungen weitergegeben werden bzw. mit den preissteigernden Effekten bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage verrechnet werden.

In den letzten 5 Jahren zeigt sich, dass gestiegene Einkaufspreise stets unverzüglich weitergegeben wurden, Preissenkungen hingegen nicht, zumindest nicht an das Kundensegment der Haushaltskunden.

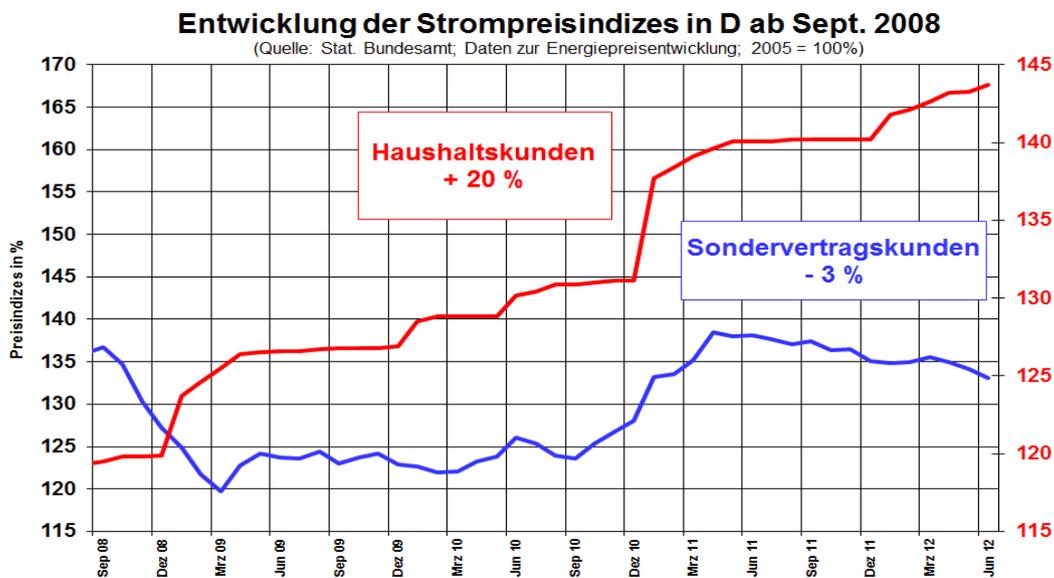
Aktuell müsste der Strompreis 2 Cent die Kilowattstunde niedriger liegen, wenn die Versorger die gesunkenen Einkaufspreise aus der Vergangenheit

an die Verbraucher entsprechend weitergereicht hätten. Die Stromrechnung der privaten Haushalte ist damit in diesem Jahr immer noch um ca. 3 Milliarden Euro zu hoch.

In der folgenden Tabelle wird dies grafisch deutlich. Während die Einkaufspreise der Versorger ab 2009 stark gefallen sind, ist der Preis für die Verbraucher weiter angestiegen. (Alle Zahlen vor Steuern, Abgaben und Netzentgelten).



Auffällig ist, dass die Preise für die Sondervertragskunden (Großabnehmer von Strom/ keine Haushaltskunden) um 3 % gesunken sind, während gleichzeitig private Endkunden seit 2008 rund 20 % mehr für den Strom bezahlen müssen.



Der Wettbewerb bei Industriekunden funktioniert dagegen besser. Die privaten Kunden werden seitens der Stromanbieter genutzt, um höhere Gewinne zu realisieren. Gleichzeitig werden die Kosten der Energiewende durch den Gesetzgeber hauptsächlich bei den privaten Endkunden abgeladen. Damit geraten die Privathaushalte von zwei Seiten unter Druck, wie die stetig steigenden Preise in den letzten 5 Jahren zeigen.

Wesentliche Erhöhungen der Strompreise durch die Förderung der Erneuerbaren Energien hätten vermieden werden können, wenn gesunkene Einkaufspreise korrekt an die Endkunden weitergereicht worden wären.

Entgegen der oft vorgebrachten Argumentation, dass die EEG-Umlage einer der Hauptkostentreiber ist, kann klar nachgewiesen werden, dass diese für weniger als die Hälfte der Preiserhöhungen seit 2007 verantwortlich ist.

3. Analysen und Bewertungen

3.1. Vergleich der Spotmarkt- und Terminmarktpreise an der EEX mit den Vorjahresdaten (Januar bis Juli 2012)

Der Spotmarktpreis Baseload (durchgehende Lieferung; Grundlast) betrug im genannten Zeitraum 4,26 Cent/kWh. Im vergleichbaren Vorjahreszeitraum betrug dieser 5,18 Cent/kWh, ist mithin also um knapp 1 Cent/kWh gesunken.

Der Spotmarktpreis Peakload (Lieferung wochentags 8-20 Uhr; Spitzenlast) betrug im gleichen Zeitraum 5,27 Cent/kWh. Im vergleichbaren Vorjahreszeitraum betrug dieser 6,14 Cent/kWh, ist mithin also ebenfalls um knapp 1 Cent/kWh gesunken.

Der Terminmarktpreis Baseload (Jahresfuture Frontjahr; mittelfristiger Terminmarkt) betrug im genannten Zeitraum 5,05 Cent/kWh. Im vergleichbaren Vorjahreszeitraum betrug dieser 5,64 Cent/kWh, ist damit also um 0,59 Cent/kWh gesunken.

Der Terminmarktpreis Baseload (Quartalsfuture Frontquartal; kurzfristiger Terminmarkt) betrug im Referenzzeitraum 4,40 Cent/kWh. Im vergleichbaren Vorjahreszeitraum betrug dieser 5,49 Cent/kWh, ist mithin also mit 1,09 Cent/kWh um mehr als einen Cent gesunken. Siehe dazu die nachfolgende Tabelle 1:

Monat	EEX Spot Phelix D Day Ahead (Cent/kWh)	EEX Spot Phelix D Day Ahead (Cent/kWh)	EEX Termin Frontjahr Base (Cent/kWh)	EEX Termin Frontquartal Base (Cent/kWh)
	Base	Peak		
Jan 10	4,22	5,26	5,05	3,87
Feb 10	4,17	5,27	4,80	3,72
Mrz 10	3,92	4,75	4,62	3,63
Apr 10	4,04	4,70	4,95	4,28
Mai 10	4,12	5,30	5,23	4,72
Jun 10	4,33	5,50	5,36	4,91
Jul 10	4,58	5,61	5,09	5,27
Aug 10	3,98	4,92	5,08	5,15
Sep 10	4,59	5,48	5,00	5,03
Okt 10	5,03	6,09	4,85	5,00
Nov 10	4,85	6,01	4,82	4,94
Dez 10	5,55	7,08	5,05	5,31
Jan 11	5,01	6,35	5,23	4,78
Feb 11	5,09	6,16	5,24	4,72
Mrz 11	5,45	6,07	5,62	5,43
Apr 11	5,16	5,83	5,91	5,75
Mai 11	5,68	6,70	5,90	5,88
Jun 11	5,23	6,19	5,87	5,68
Jul 11	4,64	5,67	5,75	6,21
Aug 11	4,86	5,67	5,73	6,19
Sep 11	5,26	6,24	5,76	6,17
Okt 11	5,17	6,22	5,55	5,98
Nov 11	5,54	6,93	5,46	5,77
Dez 11	4,29	5,35	5,23	5,29
Jan 12	3,99	5,06	5,17	4,48
Feb 12	5,49	7,13	5,27	4,47
Mrz 12	4,11	4,82	5,23	4,35
Apr 12	4,36	5,14	5,10	4,42
Mai 12	3,89	4,56	4,92	4,20
Jun 12	3,88	5,04	4,81	4,01
Jul 12	4,10	5,11	4,82	4,91

Tab. 1 monatliche Preisdaten EPEX bzw. EEX Spot- und Terminmarkt ab 2010

Die Auswirkungen dieser Preisveränderungen auf die Beschaffungskonditionen der Versorgungsunternehmen werden im Abschnitt 3.2. eingehend untersucht und bewertet.

3.2. Auswirkungen der gesunkenen Börsenpreise auf die Einkaufspreise der Versorgungsunternehmen

Nachfolgend wird für verschiedene Beschaffungsstrategien untersucht und dargestellt, wie sich die Preissenkungen im zurückliegenden Zeitraum im wesentlichen seit der Katastrophe von Fukushima an der EEX (Terminmarkt) bzw. EPEX Spot (Spotmarkt) in den Preisen niederschlagen. Alle Zahlen beziehen sich auf den jeweiligen Baseload-Preis (Grundlastlieferung), bei Peakload ist die Entwicklung analog (nahezu äquidistante Preisverläufe sowohl am Spot- als auch am Terminmarkt mit ca. 0,7-1,3 Cent höherem Niveau, je nach Produkt).

Nach einem kurzen Anstieg der Preise am Terminmarkt infolge des AKW-Moratoriums im März 2011 sind die Preise auf breiter Front stark zurückgegangen.

Dieser Preisrückgang ist im wesentlichen auf drei Ursachen zurückzuführen:

- Kein Eintritt der befürchteten Angebotsverknappung infolge der AKW-Abschaltung

- Stärker als erwartet eingetretener Verbrauchsrückgang
- Höherer Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix, wodurch auch deren preissenkender Einfluss tendenziell größer geworden ist (Merit-Order-Effekt)

So sind die mittleren monatlichen Spotpreise seit dem Frühjahr 2011 von ca. 5,5 Cent/kWh auf nunmehr etwa 4 Cent/kWh um ca. 1,5 Cent/ kWh zurückgegangen.

Die mittelfristigen Terminpreise (Quartalsfutures) sind im gleichen Zeitraum um etwa einen Cent/kWh zurückgegangen. Dies trifft sowohl auf die jeweiligen Sommerquartale Q2 und Q3 als auch auf die Winterquartale Q1 und Q4 zu, zwischen denen ein über den gesamten Zeitraum nahezu konstanter, traditioneller Preisunterschied von ca. 1,5-2 Cent/kWh besteht.

Siehe dazu das nachfolgende Bild 1:

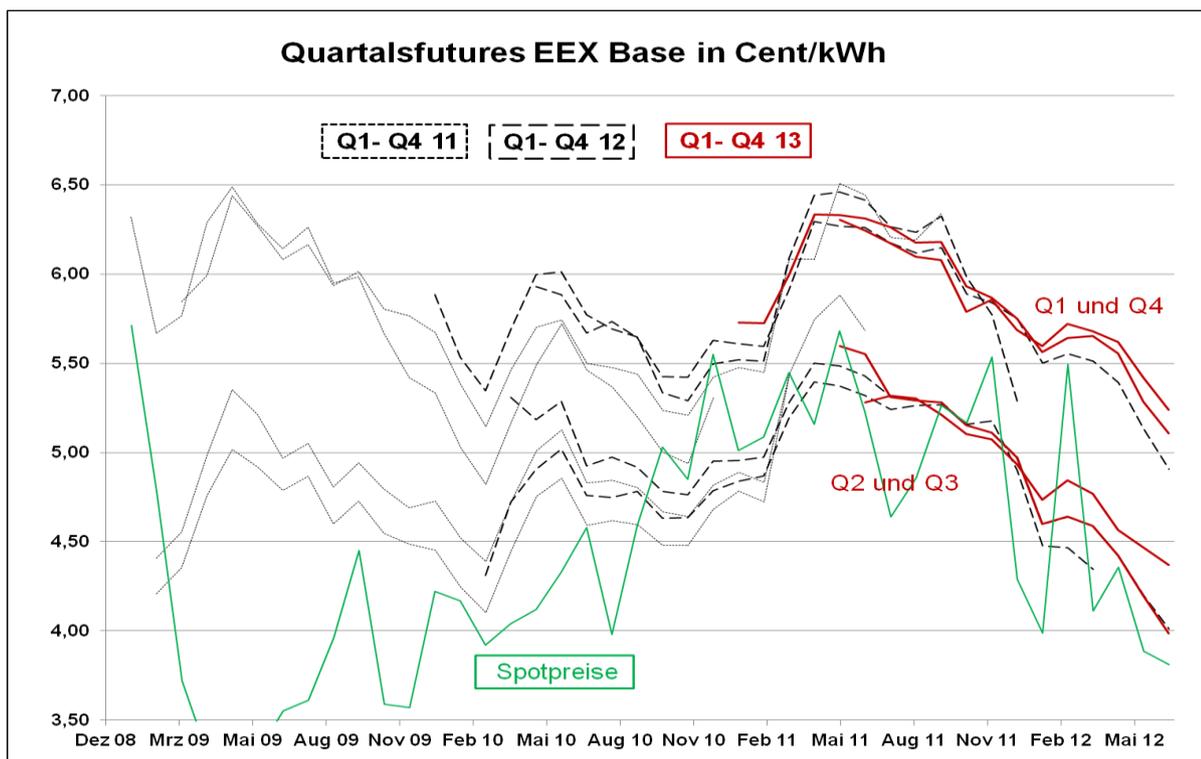


Bild 1 monatliche Baseload-Quartalsfutures EEX und EPEX-Spotpreise seit 2009

Der langfristige Terminpreis (Jahresfuture 2013) ist von ca. 5,8 auf etwa 4,8 Cent/kWh ebenfalls um einen Cent/kWh zurückgegangen.

Siehe dazu das nachfolgende Bild 2:

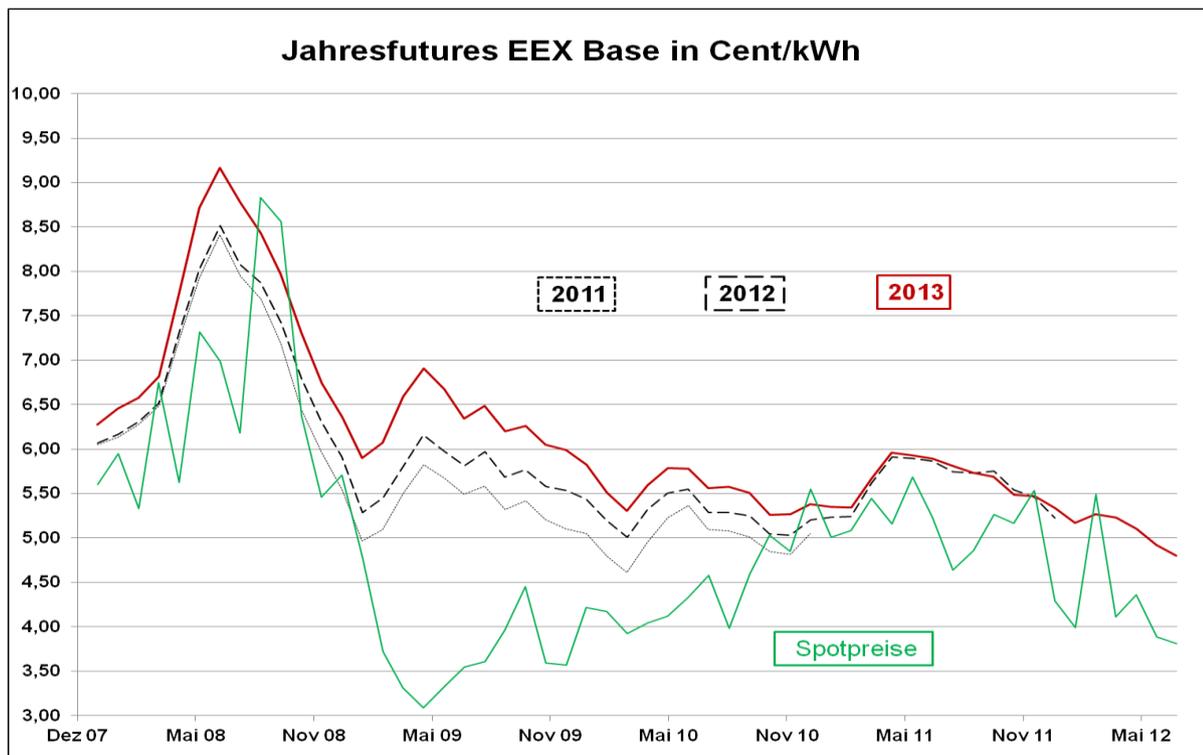


Bild 2 monatliche Baseload-Jahresfutures EEX und EPEX-Spotpreise seit 2008

Auf die Beschaffungsstrategie der Versorgungsunternehmen wirken sich diese Preisrückgänge jedoch nur unterproportional aus, da sich diese Unternehmen entsprechend der jeweiligen Unternehmens bzw. konzernweiten Risikopolitik mit mehr oder weniger langen Vorlaufzeiten am Terminmarkt eindecken. So sind immer Strommengen im Portfolio, die aus früheren Zeiten stammen, in denen zu anderen Preisen eingekauft worden ist. Je nach Vorlaufzeit schlagen die Preisrückgänge mehr oder weniger stark durch.

Insbesondere die Höhe des Spotanteils hat einen enormen Einfluss auf den durchschnittlichen Preis des Beschaffungsportfolios, üblicherweise ist nur ein niedriger Spotanteil im einstelligen Prozentbereich vorgesehen.

Die Beschaffungsstrategie hängt stark von der jeweiligen längerfristigen Marktsituation ab:

In langfristig tendenziell steigender Marktsituation ist eine möglichst lange Vorlaufzeit sinnvoll, weil auf diese Weise stets ein großer Teil von noch zu günstigeren Preisen eingekaufter Strom im Portfolio enthalten ist, so dass der Portfoliopreis im Mix stets günstiger als der aktuelle Marktpreis ist und man dadurch einen Wettbewerbsvorteil hat.

In langfristig fallenden Märkten ist es genau umgekehrt, eine langfristig vorlaufende Beschaffung führt zu größeren Anteilen von teureren als dem aktuellem Marktpreis entsprechenden Strommengen im Portfolio, so dass das Unternehmen tendenziell einen Wettbewerbsnachteil hat, sofern es nicht gelingt, die teuren Strommengen schnell abzuverkaufen und sich damit so schnell wie möglich auf kürzere Vorlaufzeiten einzustellen.

Entsprechend beschaffen die Unternehmen dieser Logik folgend in steigenden Marktsituationen, was z.B. bis etwa 2008 durchgängig der Fall war, eher langfristig mit bis zu 3-jährigen Vorlaufzeiten und befinden sich derzeit bei nachhaltig fallender Marktlage in der Situation, ihre Beschaffungszeiträume zu reduzieren.

Derzeit befinden sich viele Unternehmen in genau dieser Phase und bemühen sich, ihre Portfolien auf kürzere Beschaffungsfristen umzustellen. Dies geschieht z.B. insbesondere

dadurch, dass man auf eine vorlaufende Eindeckung am Terminmarkt verzichtet und den Spotanteil mit derzeit sehr niedrigen Preisen entsprechend ausweitet.

Dieser wird für die Prognoserechnungen für 2013 mit 4,5 Cent/ kWh unterstellt, etwas oberhalb des bisher in 2012 erreichten Preisniveaus.

Nachfolgend werden drei Fälle untersucht:

1. Eine als überwiegend üblich angenommene Beschaffungsstrategie mit im Mittel 18 Monaten Vorlaufzeit bei jeweils unterschiedlichen Spotmarktanteilen
2. Betrachtung längerer und kürzerer Beschaffungszeiträume
3. Strategie eines sogenannten „Marktangreifers“ mit sehr kurzen Vorlaufzeiten, der mit den derzeit realisierbaren niedrigen Preisen in den Markt drängt und das Risiko eingeht, bei einer Trendwende nur sehr wenig Strom auf Termin zu günstigeren Preisen im Portfolio zu haben.
Der Marktangreifer beschafft seinen Strom stets kurzfristig im letzten Monat oder im Extremfall in den letzten Handelstagen vor Quartalsbeginn, dies jeweils für alle 4 Quartale des Folgejahres.

Fall 1: 18 Monate Vorlaufzeit am Terminmarkt, monatlich ratierliche Beschaffung von Jahresfutures mit jeweils unterschiedlichen Anteilen Spotmarktbeschaffung.

Der Beschaffungspreis ohne Spotanteil beträgt im Jahr 2012 5,46 Cent/kWh.
Für 2013 ergibt sich ein um 0,23 Cent niedrigerer Preis von 5,23 Cent/kWh.

Bei einem 10%-igen Spotanteil beträgt der Beschaffungspreis für 2012 5,34 Cent/ kWh und sinkt in 2013 um 0,18 Cent auf 5,16 Cent.

Bei einem 30%-igen Spotanteil beträgt der Beschaffungspreis für 2012 5,11 Cent/ kWh und sinkt in 2013 um 0,10 Cent auf 5,01 Cent.

Es ist erkennbar, dass ein höherer Spotanteil zu einem niedrigeren Preissenkungspotential von 2012 nach 2013 führt, dies jedoch von einem schon von vornherein niedrigerem Niveau aus. Das liegt auch daran, dass der durchschnittliche Spotpreis in 2013 mit 4,5 Cent/kWh höher angenommen wird als der in 2012 mit bislang 4,26 Cent/kWh (Januar bis Juli) erreichte.

Fall 2: Unterschiedliche Vorlaufzeiten am Terminmarkt, monatlich ratierliche Beschaffung von Jahresfutures

2a) Ohne Spotanteil:

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 12 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,60 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,54 Cent niedrigerer Preis von 5,06 Cent/ kWh.

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 24 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,43 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,08 Cent niedrigerer Preis von 5,35 Cent/ kWh.

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 36 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,54 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,13 Cent niedrigerer Preis von 5,41 Cent/ kWh.

2b) Mit 10% Spotanteil:

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 12 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,47 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,47 Cent niedrigerer Preis von 5,00 Cent/ kWh.

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 24 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,32 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,06 Cent niedrigerer Preis von 5,26 Cent/ kWh.

Der Beschaffungspreis bei einer Vorlaufzeit von 36 Monaten beträgt im Jahr 2012 5,41 Cent/kWh. Für 2013 ergibt sich ein um 0,09 Cent niedrigerer Preis von 5,32 Cent/ kWh.

Fall 3: „Marktangreifer“ (ohne Spotmarktanteil)

Der Marktangreifer hat in 2012 einen Preis von 5,24 Cent/kWh und in 2013 von 4,71 Cent/kWh, unter der konservativen Annahme, dass die derzeitigen Terminpreise sich nicht stark verändern, d.h. auch nicht weiter sinken. Somit ergibt sich daraus eine Preissenkung von 0,51 Cent/kWh.

Zusammenfassung

Aufgrund der sehr unterschiedlichen möglichen Beschaffungsstrategien sind für 2013 Preissenkungen zwischen 0 und 0,5 Cent/kWh möglich.

Als bislang typisches Strombezugsszenario wird eine Beschaffung mit 18 Monate Vorlauf und keinem bis sehr wenig Spotanteil angesehen (Fall 1) mit einem Preissenkungspotenzial von 0,23 Cent/kWh.

Im Zuge der Verkürzung der Vorlaufzeiten der Beschaffung aufgrund der nachhaltig fallenden Marktsituation ist allerdings davon auszugehen, dass erheblich mehr Unternehmen kürzere Vorlaufzeiten mit höheren Spotanteilen in Kauf nehmen (Fall 2b (1); 12 Monate mit 10% Spotanteil; mit 0,47 Cent/kWh), so dass sich im Mittel ein Preissenkungspotential von 0,35 Cent/kWh ergeben würde.

Siehe zu den Werten im Einzelnen auch die nachfolgende Tabellen 2-4, in denen die Preise, die sich bei den entsprechenden Strategien für die jeweiligen Kalenderjahre ergeben, dargestellt sind.

ohne Spotanteil	ein Jahr Vorlauf	18 Monate Vorlauf	zwei Jahre Vorlauf	30 Monate Vorlauf	drei Jahre Vorlauf
2005	3,35	3,27	3,10		
2006	4,12	3,90	3,76	3,65	3,48
2007	5,50	5,11	4,74	4,50	4,32
2008	5,59	5,58	5,54	5,29	5,03
2009	7,00	6,57	6,27	6,11	6,00
2010	4,92	5,67	5,91	5,84	5,77
2011	4,99	5,11	5,19	5,61	5,79

2012	5,60	5,46	5,43	5,49	5,54
2013	5,06	5,23	5,35	5,36	5,41

Tab. 2 Beschaffungspreise Baseload ohne Spotanteil

10% Spotanteil	EPEX Spot	ein Jahr Vorlauf	18 Monate Vorlauf	zwei Jahre Vorlauf	30 Monate Vorlauf	drei Jahre Vorlauf
2005	4,60	3,47	3,40	3,25	0,46	0,46
2006	5,09	4,21	4,02	3,89	3,80	3,64
2007	3,80	5,33	4,98	4,65	4,43	4,27
2008	6,58	5,69	5,68	5,64	5,41	5,18
2009	3,89	6,69	6,30	6,03	5,89	5,79
2010	4,45	4,87	5,55	5,76	5,70	5,64
2011	5,11	5,00	5,11	5,18	5,56	5,72
2012	4,27	5,47	5,34	5,32	5,37	5,41
2013	4,50	5,00	5,16	5,26	5,28	5,32

Tab. 3 Beschaffungspreise Baseload mit 10% Spotanteil

30% Spotanteil	EPEX Spot	ein Jahr Vorlauf	18 Monate Vorlauf	zwei Jahre Vorlauf	30 Monate Vorlauf	drei Jahre Vorlauf
2005	4,60	3,72	3,67	3,55	1,38	1,38
2006	5,09	4,41	4,25	4,16	4,08	3,97
2007	3,80	4,99	4,71	4,46	4,29	4,17
2008	6,58	5,89	5,88	5,85	5,67	5,49
2009	3,89	6,06	5,76	5,56	5,44	5,37
2010	4,45	4,78	5,30	5,47	5,42	5,37
2011	5,11	5,03	5,11	5,17	5,46	5,59
2012	4,27	5,20	5,11	5,08	5,13	5,16
2013	4,50	4,89	5,01	5,09	5,10	5,14

Tab. 4 Beschaffungspreise Baseload mit 30% Spotanteil

3.3. Untersuchung der Preisentwicklung im Hinblick auf sachgerechte Kostenweitergabe

Zur sachgerechten Beurteilung der Frage, ob und in welcher Höhe die ermittelten Kostensteigerungen weitergegeben werden können, ist zu prüfen, ob aus der Vergangenheit noch Nachholbedarf für Preisveränderungen offen geblieben ist, der zu berücksichtigen und insoweit gegenzurechnen wäre.

3.3.1. Indexvergleich

Ein gewichtiges Indiz für die Antwort auf diese Frage ist die Entwicklung der Preisindizes. So ist erkennbar, dass der Verbraucherpreisindex insbesondere seit dem bisherigen Höhepunkt der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt im Herbst 2008 sehr stark hinter dem Index für Weiterverteiler zurückgeblieben ist.

Während sich der Preisindex für Haushaltskunden seitdem um ca. 20% erhöht hat, ist der Preisindex für Weiterverteiler um 29% gesunken (siehe das nachfolgende Bild 3).

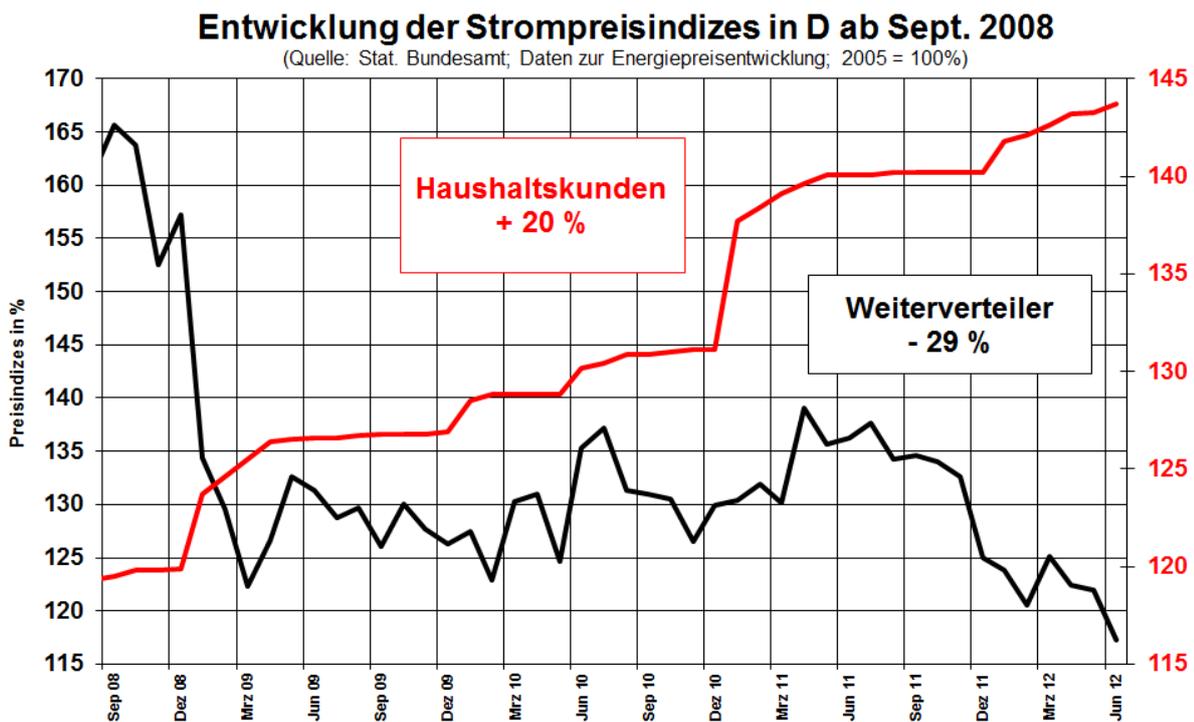


Bild 3 Indexvergleich Haushaltskunden und Weiterverteiler

Dieses Ergebnis wirft die Frage auf, wer von dieser Entwicklung profitiert hat. Eine Antwort liefert die Betrachtung der Indexreihe der Sondervertragskunden (Sondervertragskunden sind hier im Sinne der Indexreihe GP 09-3511 14/14 des Statistischen Bundesamtes zu verstehen, also meist gewerbliche Großabnehmer).

Während die Preise für die Haushaltskunden um 20% gestiegen sind, hat dieses Kundensegment von einer ca. 3%-igen Preissenkung im gleichen Zeitraum profitiert. Siehe dazu das nachfolgende Bild 4)

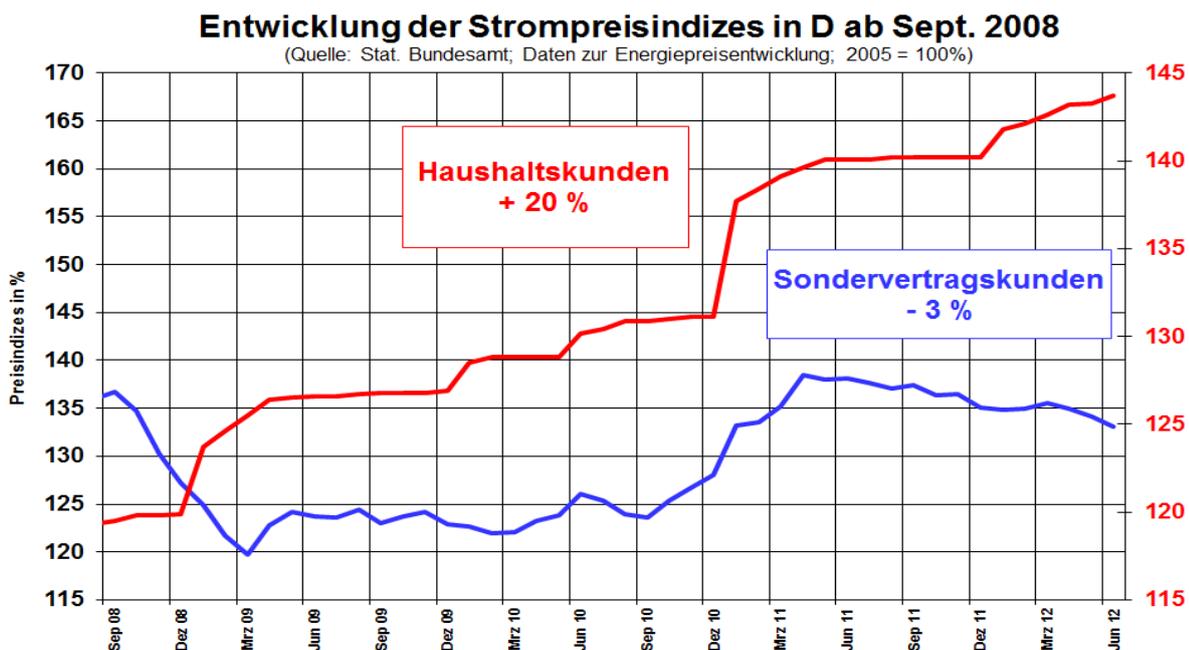


Bild 4 Indexvergleich Haushaltskunden und Sondervertragskunden

Nachfolgend wird daher für das Kundensegment der Haushaltskunden näher untersucht, bei welchen Preisbestandteilen die Ursache zu suchen ist.

3.3.2. Untersuchung der Preisbestandteile im Zeitverlauf der letzten 5 Jahre

Für die vergangenen 5 Jahre wird analysiert, welche Veränderungen im Preisgefüge für Haushaltskunden eingetreten sind und wie diese weitergegeben worden sind. Hilfreiche Informationen dazu liefern die jährlich erscheinenden Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur.

Die Endkundenpreise haben sich in diesem Zeitraum (2007-2012) von 20,1 Cent auf ca. 26,4 Cent um 6,3 Cent/ kWh inclusive der Umsatzsteuer erhöht (für 2012 teilweise Prognosewerte von ÜNB, BDEW, Verivox).

Davon entfallen ca. 3,8 Cent auf Steuern und Abgaben. Der Anteil der EEG-Umlage beträgt davon wiederum 2,6 Cent/kWh, der Rest sind Umsatzsteuer (ca. 1 Cent), Konzessionsabgabe (0,4 Cent) und §-19-Umlage (in 2012 neu eingeführt mit 0,15 Cent). Die Umlage nach dem KWKG ist um 0,3 Cent/kWh zurückgegangen.

Unverändert geblieben ist die Stromsteuer mit 2,05 Cent/kWh und zurückgegangen sind die Netzentgelte mit 0,3 Cent/kWh.

Auffällig gestiegen sind die Kosten für Erzeugung und Beschaffung um 1,3 Cent/kWh, soweit sie von den Unternehmen gegenüber der Bundesnetzagentur als solche angegeben worden sind. Plausibel erklärbar sind davon allerdings nur 0,4 Cent/kWh.

Ebenso auffällig gestiegen sind weiterhin die Kosten für Vertrieb incl. Marge um 1,5 Cent/kWh, soweit sie von den Unternehmen angegeben worden sind, erklärbar sind davon als allerdings ebenfalls nur 0,4 Cent/kWh.

Einen Gesamtüberblick über die Veränderungen liefert das nachfolgende Bild 3:

Veränderungen der Preisbestandteile 2007 - 2012 (Haushaltsstrompreise; Angaben in Cent/kWh)

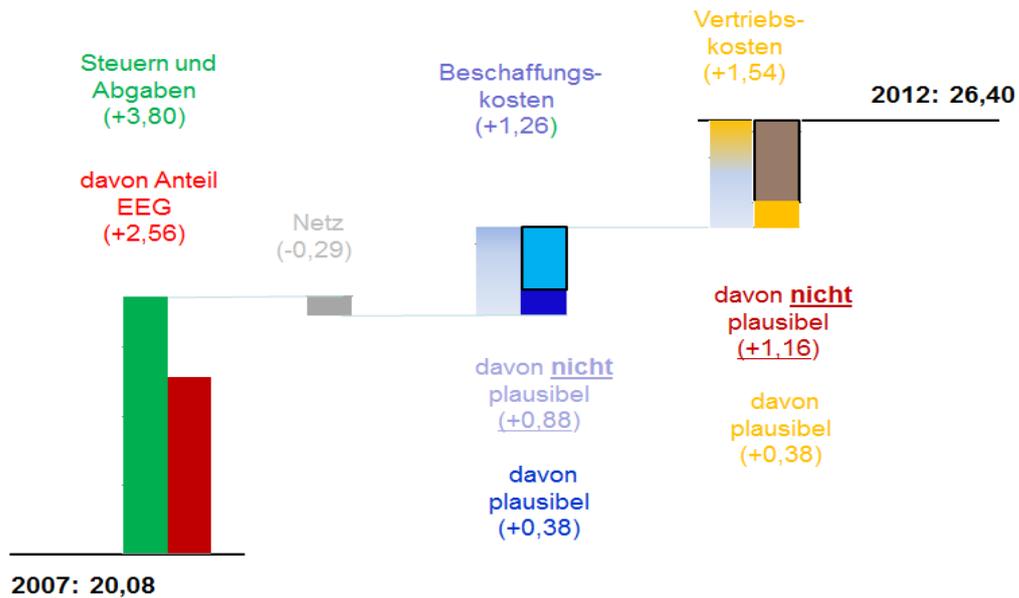


Bild 3 Überleitung Preisbestandteile 2007 - 2012

Der Vergleich der Entwicklung der Endverbraucherpreise abzüglich der gesetzlichen Belastungen und der Netzentgelte mit den durchschnittlichen Beschaffungskosten zeigt dies deutlich, siehe dazu das nachfolgende Bild 4:

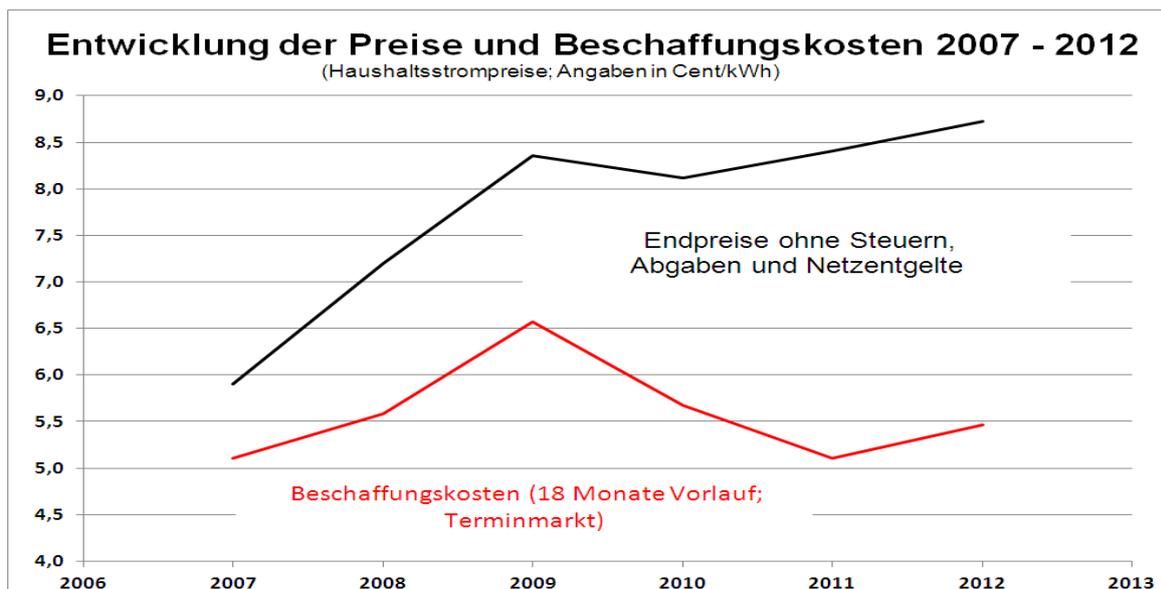


Bild 4 Vergleich der Entwicklung der Endpreise ohne Steuern, Abgaben und Netzentgelte gegen die Beschaffungskosten

3.3.2.1. Rolle der EEG-Umlage

In der Presse und damit der öffentlichen Wahrnehmung wird immer wieder die EEG-Umlage als angeblicher Preistreiber angeprangert. Zwischen 2007 und 2012 betrug die Preissteigerung insgesamt 6,3 Cent, davon entfallen jedoch nur knapp 2,6 Cent netto (3,05 Cent brutto), also noch nicht einmal die Hälfte auf die EEG-Umlage.

Auch ohne die EEG-Umlage wären die Endkundenpreise demnach erheblich, genau um 3,25 Cent, angestiegen. Siehe dazu das nachfolgende Bild 4, die gestrichelte Linie:

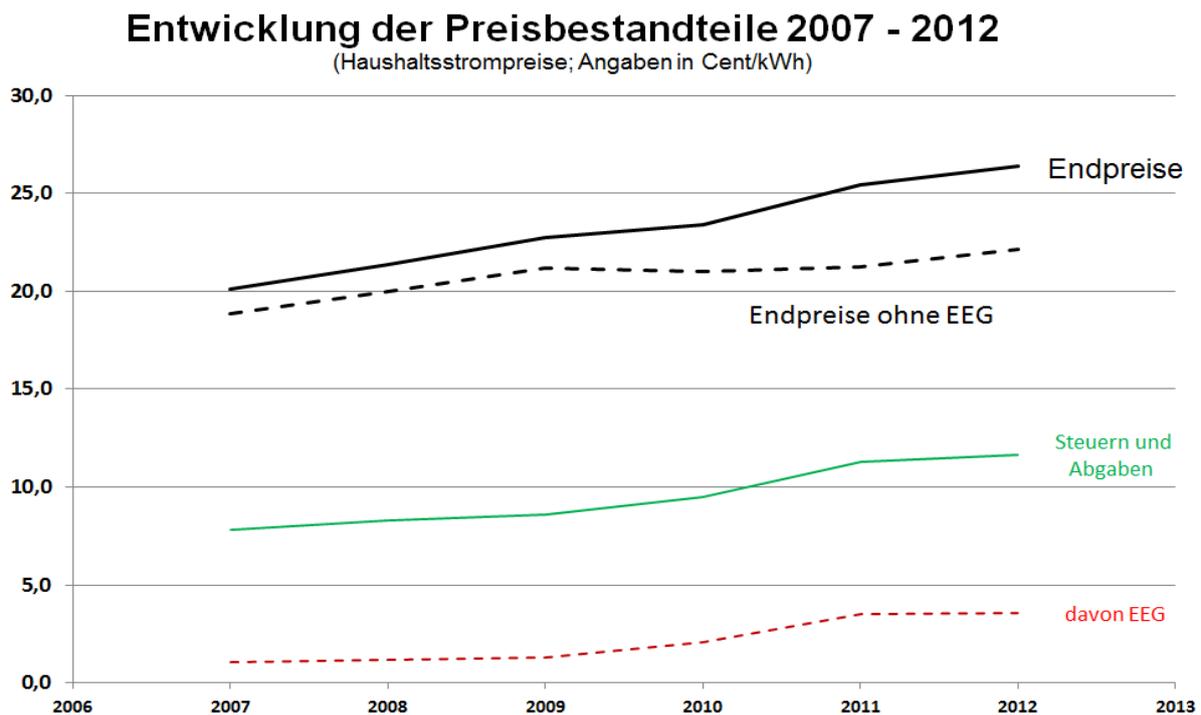


Bild 4 Preisentwicklung Steuern und Abgaben

3.3.2.2. Beschaffungskosten

Für die Beschaffungskosten wird gemäß der Berichterstattung an die Bundesnetzagentur ein Anstieg von knapp 1,3 Cent/kWh von 5,3 auf 6,6 Cent ausgewiesen. Dieser ist jedoch vor dem Hintergrund der vor und im Betrachtungszeitraum liegenden Entwicklungen an den Terminmärkten nicht plausibel.

Für einen durchschnittlich 12 Monate vorlaufenden Beschaffungszeitraum ergibt sich ein Preisanstieg von 0,1 Cent/kWh, für 18 Monate entsprechend 0,35 Cent/kWh und für 24 Monate ergibt sich 0,69 Cent/kWh.

Die Preisveränderungen am Spotmarkt würden 0,46 Cent/kWh bewirken.

Insbesondere beispielsweise zwischen 2010 und 2011 treten Widersprüche zwischen den von den Unternehmen an die Behörde gemeldeten und den sich aus der Marktentwicklung ergebenden Zahlen auf.

So sind die Beschaffungskosten angeblich nur um 0,3 Cent/kWh gesunken, während sich aus der Terminmarktentwicklung gerade im mittleren Bereich von 18-24 Monaten Preis-

rückgänge um mindestens das Doppelte ergeben. Nur bei sehr kurzfristiger (12 Monate) oder extrem langfristiger (36 Monate) Beschaffungsstrategie sind diese Zahlen plausibel.

Im Mittel der 3 Zeiträume (12; 18 und 24 Monate) ergibt sich anhand der Terminmarktentwicklung eine Beschaffungskostenveränderung von 0,4 Cent/kWh, die als plausibel gelten kann. Somit ergeben sich ca. 0,9 Cent/ kWh, die als nicht plausibel angesehen werden müssen und dem Margenzuwachs zuzurechnen sind.

3.3.2.3. Vertriebskosten

Für die Vertriebskosten (incl. der Marge) wird ein Anstieg von 1,5 Cent/kWh von 0,6 Cent auf 2,1 Cent ausgewiesen.

Dieser ist jedoch bezüglich der Vertriebskosten allein in Anbetracht der branchenweit üblichen Daten zu Vertriebskostenanteilen (2-4% des Endpreises entsprechend ca. 0,5-1 Cent/kWh) sowie insbesondere der Angaben von Schiffer (RWE; 0,9 Cent/kWh) ebenfalls nicht plausibel.

Ein Anstieg von 0,6 auf 0,9 bis 1 Cent wäre daher plausibel zu erklären, auch vor dem Hintergrund der nach und nach erfolgten Beendigung der Quersubventionierung der Vertriebe aus dem Netzbereich.

Alles was darüber hinaus geht, wäre der Margensteigerung zuzuordnen. Somit ergeben sich hierfür ca. 1,1 Cent/ kWh, die als nicht plausibel angesehen werden müssen.

3.4. Zusammenfassung

Aus der Betrachtung des zurückliegenden 5-Jahres-Zeitraumes ergibt sich ein nicht plausibler Preisanstieg in Höhe von insgesamt 2 Cent/kWh, der sich auf 0,9 Cent Beschaffung und 1,1 Cent Vertrieb incl. Margenausweitung bezieht.

Leverkusen, den 22.08.2012

gez. Gunnar Harms

4. Literatur- und Quellenverzeichnis

- DESTATIS; Daten zur Energiepreisentwicklung; Lange Reihen von Januar bis Juni 2012; Stat. Bundesamt; Wiesbaden; Stand Juli 2012
- div. Pressemeldungen und -mitteilungen von Versorgungsunternehmen bzgl. Preiserhöhungen
- Energie Informationsdienst Hamburg, div. Ausgaben 2010 bis 2012
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen, div. Ausgaben 2010 bis 2012
- BDEW-Veröffentlichungen (www.bdew.de)
- H.-W. Schiffer: „Energemarkt Deutschland“; 11. Auflage; TÜV Media GmbH Köln 2010
- Monitoringberichte der Bundesnetzagentur ab 2006
- Div. frei zugängliche Quellen im Internet bzgl. Marktdaten und Informationsportale wie z.B. BDEW- oder BNetzA-Veröffentlichungen etc.
- Kölner Stadt-Anzeiger, div. Ausgaben