

EXPLORER vertrieb

SEPTEMBER 2010

2. Ausgabe | 1. Jahrgang

AUS DEM INHALT

- Vertriebsmargenpotenziale Strom und Gas
- Veränderung der Kostenbestandteile
- Analysen der Grundversorger und Marktangreifer
- Wettbewerbsintensität
- Abschätzung zur Entwicklung der EEG-Umlage



LIEBE LESERINNEN UND LESER,

vielen Dank für Ihre zahlreichen Rückmeldungen und Ihr durchweg positives Feedback auf unsere erste Ausgabe des EXPLORER vertrieb. Wir hoffen, dass wir auch in der aktuellen Ausgabe für Sie interessante Themen, wie z.B. die Veränderungen der Konditionen auf dem Beschaffungsmarkt oder die zu erwartende EEG Entwicklung aufgegriffen haben.

An dieser Stelle möchten wir noch einmal darauf hinweisen, dass den von uns errechneten Vertriebsmargenpotenzialen eine Beschaffungsstrategie zu Grunde liegt, die durchaus bei einer Großzahl von Anbietern zur Anwendung kommt, allerdings nicht ihre tatsächlichen Beschaffungskonditionen widerspiegeln muss.

Die Vertriebsmargenpotenzialanalyse wird mit den aktuell veröffentlichten und bei Vertragsabschluss gültigen Endkundenpreisen durchgeführt. Entsprechend ermitteln wir auch die Beschaffung quartalsweise neu, sodass sich im Vergleich zur letzten Ausgabe andere Preise ergeben. Dies trägt nicht der Tatsache Rechnung, dass gerade im Strom Endkunden- und Beschaffungspreise der Marktverteidiger meist für ein Jahr gültig sind. Dennoch zeigt die Analyse durchaus, wie sich das Vertriebsmargenpotenzial entwickelt und wie es durch die Preisentwicklungen an den Großhandelsmärkten beeinflusst wird.

Ergänzend zu unserem EXPLORER vertrieb möchten wir Ihnen gerne eine individuelle Analyse für Ihr Unternehmen ans Herz legen. Weitere Informationen finden Sie in dem beigefügtem Produktflyer.

Die Highlights des zweiten EXPLORER vertrieb sind unter anderem:

Wieder keine Preissenkungen. Auch wenn sich die Beschaffung für Grundversorger um 32 Euro/Kunde/a gegenüber

dem Jahr 2010 verbessert, dürfte es wieder keine Preissenkungen aufgrund der zu erwartenden EEG-Erhöhungen geben. Aktuell gehen wir von einer EEG-Umlage in Höhe von 3,6 Cent/kWh aus.

Beschaffungskostenvorteil wird kleiner – nun sind Marketing und Vertrieb gefordert. Die Entwicklung am Großhandelsmarkt schmälert die Vertriebsmargenpotenziale für Angreifer im Strom mit einer marktnahen Beschaffung. Für 2011 nähern sich die Beschaffungskonditionen aus den beiden Strategien auf unter 5 Euro/Kunde weiter an. Auch im Gas ist die Preisspreizung zwischen kurzfristiger und langfristiger Beschaffung im aktuellen Betrachtungszeitraum deutlich geringer als im Vorquartal. Für Marktangreifer schwinden die Preisspielräume aus Beschaffung und Kunden müssen zukünftig verstärkt mit geeignetem Marketing und gutem Vertrieb überzeugt werden.

Risiken aus EEG beschränken Zeitpunkte für Preisanpassungen und Markteintritte. Bei der Wahl der Markteintritts- und Preisanpassungszeitpunkte sind Risiken, die aufgrund der Veröffentlichung des EEGs zum 15. Oktober entstehen, zu berücksichtigen. Diese Risiken steigen kontinuierlich mit Annäherung zum Stichtag 15. Oktober. Nicht zuletzt aus diesem Grund werden 80% der Anpassungen in der Grundversorgung Strom binnen des ersten Quartals eines Jahres vorgenommen. Um den optimalen Zeitpunkt für einen Markteintritt oder eine Preisanpassung zu finden sind jedoch alle relevanten Risiken zu betrachten und zu bewerten.

Wir hoffen, Sie gewinnen beim Lesen interessante Erkenntnisse!

Claudia Schlemmermeier, Thomas Imber und Jean Boucsein

Editorial

FOKUS



RISIKEN AUS UNTERJÄHRIGEN PREISANPASSUNGEN IM STROM

In der Regel werden Preis Anpassungen von Stromanbietern zu Beginn eines neuen Kalenderjahres realisiert. So wurden beispielsweise in 2009 ca. 64% der Anpassungen zum 01.01. wirksam und ca. 80% der Preis Anpassungen wurden innerhalb des ersten Quartals

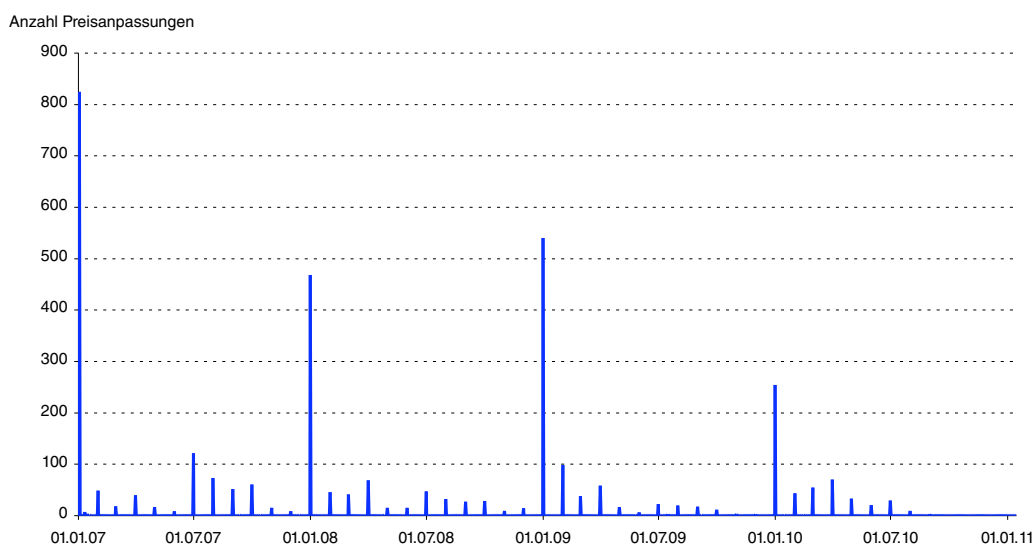


Abbildung 6: Anzahl der Preis Anpassungen in der Grundversorgung Strom in den Jahren 2006–2010, Quelle: ene't-Datenbank Endkumentarife Strom (Stand: 15.07.2010); Berechnungen und Darstellung LBD.

vorgenommen. Demgegenüber wurden im letzten Quartal 2009 lediglich 2% der Tarife angepasst. Die Abbildung 6 stellt die Preis Anpassungen in der Grundversorgung Strom in den Jahren 2006 bis 2010 dar. Die sich aus den unterschiedlichen Zeitpunkten der Preis Anpassung ergebenden Risiken sollen im Folgenden näher analysiert werden, wobei insbesondere die Risiken aus EEG und Netznutzung betrachtet werden.

Risiko aus EEG

Die bundesweit einheitliche EEG-Umlage wird bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres für das folgende Kalenderjahr veröffentlicht.

Je nach Preis Anpassungszeitpunkt kann die Höhe des EEGs bei der Preiskalkulation eines Jahresproduktes berücksichtigt werden. Damit bleiben dem Grundversorger für die Vorbereitung der Preis Anpassung zum 01.01. unter Berücksichtigung der Preisankündigungsfrist lediglich wenige Wochen für Produktkalkulation, Marktvorbereitung und anderen Vertriebsaktivitäten. Bei einer Preis Anpassung zum 01. Januar ist das EEG für den vollständigen Belieferungszeitraum bekannt. Verschiebt sich der Anpassungszeitpunkt in beispielsweise den April wird für das erste Viertel des Belieferungsjahres ein prognostizierter EEG-Satz verwendet. Inwieweit daraus Risiken für den Vertrieb entstehen wird anhand unserer EEG Abschätzung für 2011 verdeutlicht.

Auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Anlagenstammdaten wurden Analysen zur Abschätzung der zu erwartenden EEG-Umlage vorgenommen. Unter Annahme verschiedener Prämissen über den Leistungszubau in den Bereichen Photovoltaik und Biomasse und der Entwicklung des Strompreises (vom 15.10.2009 bis

EEG-Umlage für das Jahr 2011 oberhalb 36 Euro/MWh und ab 2014 oberhalb von 40 Euro/MWh.

FOKUS

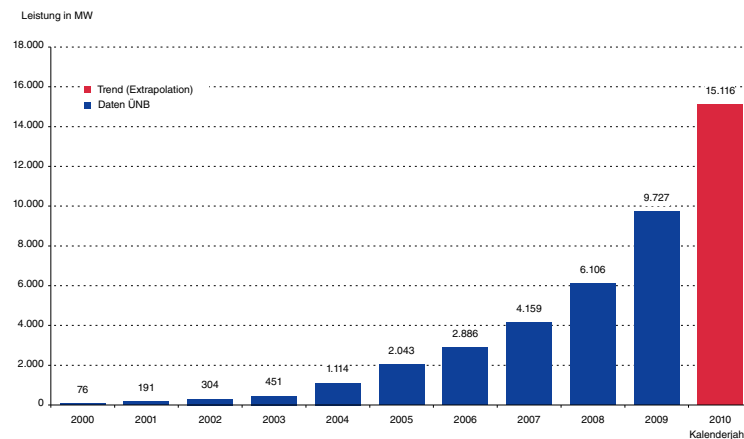


Abbildung 7: Entwicklung der installierten Netto-Leistung im Bereich Photovoltaik für die Jahre 2000–2009, anhand der Anlagenstammdaten der vier ÜNB, Stand Juni 2010. Für das Jahr 2010 wurde die Entwicklung der Jahre 2000–2009 fortgeschrieben.

19.09.2010) zeigt sich, dass die EEG-Umlage für das Jahr 2011 oberhalb 36 Euro/MWh und ab 2014 oberhalb der 40 Euro/MWh liegen kann.

Leistungszubau (Menge und spezifische Vergütung)

Aufgrund des erhöhten Leistungszubaus ergibt sich, unter Berücksichtigung der angeführten Prämissen, ein Nachholbedarf im Bereich von ca. 3,07–4,97 Euro/MWh.

Preisentwicklung am Großhandelsmarkt

Der für die Prognose der Einnahmen herangezogene durchschnittliche Preis scheint geringer auszufallen als angenommen und führt wiederum zu einem Nachholbedarf. Der ursprüngliche Phelix Baseload Jahresfuture (1.10.2008–30.09.2009, nach AusglMechV, Stand 15.10.2009) lag bei 53,65 Euro/MWh. Ausgehend von einem mittleren EEX Spotmarktpreis im Jahr 2010 von 41,81 Euro/MWh (Zeitraum: 01.01.2010–19.09.2010) ergibt sich ein weiterer Nachholbedarf aufgrund geringerer Erlöse aus dem Day-ahead Verkauf in Höhe von 2,95 Euro/MWh.

Für die Analyse der Prognose der EEG-Umlage der Jahre 2011–2015 werden die Daten der EEG-Mittelfristprognose bis 2015 (Stand: 11.05.2009) herangezogen. Angepasst werden die Ausgangswerte für Photovoltaik und Biomasse, sowie der Phelix Baseload Jahresfuture. Für die Folgejahre wird von einem gegenüber heute gedämpften Leistungszubau im Photovoltaik Bereich i.H.v. 4 GW/a ausgegangen (1.840 GWh) und im Biomasse-Bereich von

Stand	Marktpreis (Euro/MWh)	EEG-Einspeisung (GWh)	Erlöse Day-ahead Verkauf (Mio.Euro)	EEG-Vergütung (Mio.Euro)	Über EEG-Umlage zu deckende Differenz (nicht priv. LV) (Mio.Euro)*	EEG-Umlage (Euro/MWh)	Veränderung gegenüber Basis (Euro/MWh)
15.10.2009	53,65	90.231	4.841	12.667	7.826	20,47	
19.09.2010							
Veränderung aus Menge	53,65	99.968	5.363	14.034	8.671	22,58	2,11
Veränderung aus spez. Vergütung	53,65	99.968	5.363	14.417	9.054	23,54	0,96
Veränderung aus Preis	41,81	99.968	4.180	14.417	10.238	26,49	2,95
Differenz	-11,84	9.737	-661	1.750	2.412	6,02	6,02

Tabelle 9: Zusammenfassung der Eckdaten zur Berechnung der EEG Umlage 2010 gemäß AusglMechV (Stand 15.10.2009) und gemäß Analyse LBD (Stand: 09.08.2010) unter der Annahme eines PV-Leistungszubaus von 6 GWh. Ausgehend von einem PV-Leistungszubau von 10 GW ergibt sich eine Differenz der EEG-Umlage i.H.v. 7,98 Euro/MWh. * Vermiedene Netzentgelte (vNE), Profilservice- und Handelsanbindungskosten, sowie Erlöse aus priv. EEG-Umlage sind berücksichtigt, konstante unveränderte Absatzmenge nicht priv. LV in GWh von 400.595.



einem Leistungszubau i.H.v. 250 MW (1.550 GWh). Unter Berücksichtigung der Prämissen, abhängig vom Photovoltaik Leistungszubau im Jahre 2010 (6–10 GW), ergeben sich für die Jahre 2011–2015 die in Tabelle 10 dargestellten EEG-Umlagen.

Je nach eigener Prognose der Vertriebe entstehen aus der dargestellten, möglichen Entwicklung unterschiedliche Risiken bei einer Preisanpassung zum 01. Januar, 01. April, 01. Juli oder 01. Oktober, unter Annahme von maximal einer Preisanpassung im Jahr.

Hätten Vertriebe beispielsweise für eine Belieferung vom 01.04.2010 bis zum 31.03.2011 mit einem unverändertem EEG gerechnet, würde ein Risiko gegenüber den hier dargestellten Prognosewerten von 14 Euro/Kunde bis maximal 17 Euro/Kunde entstehen. Dabei wird von einem Abnahmefall von 3.500 kWh/Kunde/a ausgegangen. Risiken aus 2012 werden dabei dem Folgejahr zugeordnet.

Jahre	Bandbreite der EEG-Umlage (Euro/MWh)	
	Untere Abschätzung (PV-Zubau 2010: 6 GW)	Obere Abschätzung (PV-Zubau 2010: 10 GW)
2011	36,12	40,03
2012	33,82	35,73
2013	36,80	38,67
2014	38,60	40,41
2015	40,93	42,68

Tabelle 10: Abschätzung der Entwicklung der EEG-Umlage für die Jahre 2011–2015. In der Abschätzung der EEG-Umlage 2011 ist die Nachberechnung aus 2010 mit 6,02–7,98 Euro/MWh enthalten.

Der mögliche Vorteil geringerer Wechsler bei Preisanpassungen zum zweiten, dritten oder vierten Quartal stehen Nachteile einer unsicheren EEG-Prognose gegenüber.

Zeitpunkt der Preisanpassung	Belieferungszeitraum	Min. Risiko (Euro/Kunde/a)	Max. Risiko (Euro/Kunde/a)
01.01.2010	01.01.2010–31.12.2010	0,00	0,00
01.04.2010	01.04.2010–31.03.2011	13,70	17,11
01.07.2010	01.07.2010–30.06.2011	27,40	34,23
01.10.2010	01.10.2010–30.09.2011	41,11	51,35

Tabelle 11: Risiko aus EEG-Veränderung bei unterschiedlichen Preisanpassungszeitpunkten und unter Annahme der dargestellten Prognose und Prämissen, Berechnung LBD.

Risiko aus Netznutzung

Auch aus den Netznutzungsentgelten können je nach Preisanpassungszeitpunkt unterschiedlich hohe Risiken für die Vertriebe entstehen.

Nach Netzzugangsverordnung sind die Netzbetreiber verpflichtet die Netzkosten für das folgende Kalenderjahr zum 31.12.2010 zu veröffentlichen. Preisanpassungen müssen jedoch entsprechend der Grundversorgungsverordnung min. 6 Wochen vorher bekannt gegeben werden. Dies

bedeutet, dass spät veröffentlichte Änderungen der Netznutzungsentgelte auch zu Jahresbeginn für den Vertrieb noch nicht eingepreist werden können. Bei einer Preisanpassung zum 01. März können die Änderungen fristgerecht angekündigt und somit berücksichtigt werden. Die Risiken für das Folgejahr werden bei der Berechnung analog zum EEG auch dem Folgejahr zugeordnet und fließen daher hier nicht in die Berechnung ein.

Zeitpunkt der Preisanpassung	Belieferungszeitraum	Risiko aus NNE des aktuellen Jahres (Euro/Kunde/a)
01.01.2010	01.01.2010–31.12.2010	10,30
01.04.2010	01.04.2010–31.03.2011	2,70
01.07.2010	01.07.2010–30.06.2011	5,40
01.10.2010	01.10.2010–30.09.2011	8,10

Tabelle 12: Risiko aus NNE bei unterschiedlichen Preisanpassungszeitpunkten und unter Annahme der dargestellten Prognose und Prämissen, Berechnung LBD, Darstellung Strom.

Obwohl sich die Netznutzungsentgelte im Schnitt zum vergangenem Jahreswechsel 2009/2010 nur marginal verändert haben wurden in über 300 Netzgebieten die Kosten um ca. 5% angehoben. Unter Annahme dieser Steigung von 5% p.a. zeigt die Tabelle 12, ausgehend von einem Verbrauch von 3.500 kWh/Kunde/a und einem durchschnittlichen Netznutzungsentgelt in Höhe von 206 Euro/Kunde, die daraus resultierenden Risiken der Preisanpassungszeitpunkte für die Vertriebe.

Fazit

Zum Jahreswechsel sind erfahrungsgemäss die Medien sehr am Thema Strom- und Gaspreise für Verbraucher interessiert. Deswegen sind einige Grundversorger und Newcomer dazu übergegangen, die Preisänderungen auf andere Quartale zu verschieben. Die Verschiebung dieser Preiserhöhung in Zeiten, in denen die Medien weniger über Preisänderungen berichten, kann daher einen Vorteil mit sich bringen und die Wechselquote senken, weil die Aufmerksamkeit für dieses Thema weniger ist. Inwieweit dieser Vorteil dargestellte Risiken aus Prognose überwiegt, ist über eine weitere Analyse der Wechselbewegungen zu untersuchen.

LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34
EnergieForum
(D) 10243 Berlin

KONTAKT

Tel.: +49 (0)30.617 85 310
Fax: +49 (0)30.617 85 330
www.lbd.de
thomas.imber@lbd.de

Ansprechpartner:
Thomas Imber

IMPRESSUM

V.i.S.d.P.: LBD-Beratungsgesellschaft mbH
Redaktion: Claudia Schlemmermeier,
Thomas Imber, Jean Boucsein

TERMINE

7. Erfahrungsaustausch Vertrieb

mit Claudia Schlemmermeier und Thomas Imber
Datum | Ort 23. und 24. September 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

14. Erfahrungsaustausch Marketing

mit Claudia Schlemmermeier und Thomas Imber
Datum | Ort 30. September und 01. Oktober 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

1. Erfahrungsaustausch Asset Service

mit Andreas Gnilka und Dirk-Florian Müggenburg
Datum | Ort 25. und 26. November 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

7. Erfahrungsaustausch Messen und Zählen

mit Andreas Gnilka und Jonna Meyer-Spasche
Datum | Ort 24. und 25. Februar 2011
im Radisson Blu Hotel (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

ANDERE PRODUKTE

Wettbewerbsreport: Der Wettbewerbsreport ermöglicht teilnehmende Unternehmen mit Informationen über Wettbewerbsaktivitäten bei Privatkunden im Strom und Gas sowohl bundesweit als auch in ausgewählten Netzgebieten regelmäßig zu informieren. Im Rahmen des Frühwarnsystems informieren sich die teilnehmenden Unternehmen gegenseitig über Wettbewerbsaktivitäten in ihrem jeweiligen Heimatmarkt.

Regionalanalyse: Zugeschnitten auf Ihre individuellen Bedürfnisse wird bei der Regionalanalyse die Vertreibsmargenpotenzialsituation im Strom und Gas im regionalen Umfeld Ihres Unternehmens näher ausgewertet und dargestellt. Weitere Informationen finden Sie im beigefügten Flyer.

DISCLAIMER Die Informationen stellt die LBD-Beratungsgesellschaft mbH ohne jegliche Zusicherung oder Gewährleistung jedweder Art, sei sie ausdrücklich oder stillschweigend, zur Verfügung. Auch wenn wir davon ausgehen, dass die von uns gegebenen Informationen zutreffend sind, können sie dennoch Fehler oder Ungenauigkeiten enthalten.

HERAUSGEBERIN Die LBD berät im Energiemarkt seit 1988. Sie ist inhabergeführt und unabhängig, sie wurde in Berlin gegründet und beschäftigt rund 40 Mitarbeiter. Unsere Kunden sind Erzeuger und Händler, Industrie, Stadtwerke, Dienstleister und Kommunen. Wir beraten sie bei der Gewinnung von Effizienz, in ihrem Geschäft mit Energie und Emissionen, bei ihrer Expansion und in den Endkundenmärkten – entlang der gesamten Wertschöpfungskette.