



Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Vergleichende Darstellung bekannter Ansätze und
Erarbeitung von Alternativen auf Basis von Börsendaten
zur Berechnung von EEG-Differenzkosten

Untersuchung im Auftrag des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit

September 2006

Autoren

Dr.-Ing. Bernd Wenzel
Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE)
Bertholdstr. 24
14513 Teltow
bwenzel@ifne.de

Dr. Jochen Diekmann
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
Königin-Luise-Str. 5
14195 Berlin
jdiekmann@diw.de

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Vorbemerkung.....	1
1.2	Problemstellung	1
2	Ansätze zur Ermittlung durchschnittlicher Strombezugskosten	3
2.1	Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)	3
2.2	Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW).....	3
2.3	Bundesverband Erneuerbarer Energien (BEE).....	3
2.4	Bundesumweltministerium	4
3	Bewertung der bisherigen Ansätze	5
3.1	EEG (tatsächliche durchschnittliche Strombezugskosten).....	5
3.2	VDEW (Futurepreise, Base).....	5
3.3	BEE-(Future- und Spotpreise, Base und Peak)	6
3.4	BMU (Spotmarktpreise, Base)	6
4	Analysen des Stromhandels an der Börse EEX	9
5	Diskussion unterschiedlicher Bewertungsansätze	13
5.1	Spot versus Future.....	13
5.2	Base versus Peak	13
6	Alternative Varianten und Empfehlungen	17
6.1	Variante A: Gewichtung von Spot- und Future-Preisen anhand von Handelsmengen	17
6.2	Variante B: Gleichgewichtung von Spot- und Future-Preisen.....	17
6.3	Vergleich der Varianten.....	17
7	Literatur	19

1 Einleitung

1.1 Vorbemerkung

Das Ingenieurbüro für neue Energien hat im Februar 2006 dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) einen Bericht zur Ermittlung bundesweiter EEG-Differenzkosten auf Basis von Börsendaten vorgelegt.

Im Kontext weiterer laufender BMU-Forschungsvorhaben ist die Bewertung von EEG-Strom in zwei vom DIW Berlin moderierten Fachgesprächen mit weiteren Forschungsnehmern sowie Verbandsvertretern diskutiert worden.

Die in den Fachgesprächen gewonnenen Erkenntnisse sowie weitere Berechnungen sind in den vorliegenden gemeinsamen Bericht von IfnE und DIW eingeflossen.

1.2 Problemstellung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fördert die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch feste Vergütungssätze. Für den jeweils zuständigen Netzbetreiber besteht eine Verpflichtung, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzuschließen (Anschlusspflicht) und den erzeugten Strom aufzunehmen (Abnahmepflicht). Die so insgesamt in Deutschland aufgenommenen EEG-Strommengen werden zunächst an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weitergegeben und anschließend anteilig so verteilt, dass am Ende jeder Letztversorger einen gleichen Stromanteil aus erneuerbaren Energien erhält und bezahlt. Die Stromversorgungsunternehmen (EVU) nehmen den EEG-Strom in Form eines Grundlastbandes vom zuständigen ÜNB mit einer vom Verband der Netzbetreiber (VDN) monatlich festgesetzten Quote ab (VDEW 2005b).

Die Differenzkosten pro Kilowattstunde, die für die Angabe der Umlagenhöhe maßgeblich sind, berechnen sich für das einzelne EVU gemäß § 15 EEG nach der Formel:

$$\text{Differenzkosten} = \text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{durchschnittliche Strombezugskosten}$$

hieraus errechnet sich die Umlage nach der Formel

$$\text{EEG-Umlage} = \text{EEG-Quote} \times \text{Differenzkosten}$$

Die EEG-Durchschnittsvergütungen ergeben sich hierbei aus dem bundesdeutschen Durchschnitt der an Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen unter Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte. Während die Durchschnittsvergütung und die Quote für alle EVU gleich sind, können sich Unterschiede bei der EEG-Umlage aufgrund von unterschiedlichen *durchschnittlichen Strombezugskosten* der EVU ergeben.

Über die Differenzkosten der einzelnen EVU liegen derzeit keine umfassenden Angaben vor. Die gesamten bundesweiten Differenzkosten müssen deshalb auf andere Weise ermittelt werden. Dazu ist es erforderlich, einen gesamtdeutschen Durchschnittswert für die Strombezugskosten zu schätzen.

Aufgrund der bekannten Probleme und Intransparenzen bei der Ermittlung der Differenzkosten wird im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD vom 11.11.2005 eine größere Transparenz bei der Ermittlung der EEG-Umlage gefordert. In diesem Zusammenhang besteht auch Klärungsbedarf über die Ermittlung der *gesamtdeutschen* Differenzkosten. Denn auch hier hat die

Praxis gezeigt, dass sich bisherigen Angaben z.B. vom Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und vom BMU - insbesondere ab 2005 - deutlich unterscheiden¹.

Anfragen von Sondervertragskunden gegenüber dem BMU und Bundeswirtschaftsministerium zeigen, dass sie Schwierigkeiten mit den genannten Differenzen haben und fragen, welcher Wert denn nun richtig sei. Der erwartete weitere Anstieg bei den EEG-Kosten lässt - insbesondere bei Stromgroßverbrauchern – das Interesse an einer korrekt berechneten EEG-Umlage wachsen. Zugleich wird von Vertretern der Erneuerbaren Energien-Verbände der Vorwurf erhoben, dass die EEG-Umlagen überhöht seien. Diese Vorwürfe lassen sich aber nur aufklären, wenn zukünftig die gesamte EEG-Umlageberechnung transparenter wird.

In der vorliegenden Untersuchung geht es dabei ausschließlich um die näherungsweise Ermittlung der bundesweit durchschnittlichen Strombezugskosten von EVU. Dazu werden zunächst die bereits bekannten Bestimmungsverfahren diskutiert und anschließend alternative Schätzverfahren vorgeschlagen.

Dieser Bericht bezieht sich auf die Definition von Differenzkosten im Sinne des EEG. Eine systemanalytische oder gesamtwirtschaftliche Betrachtung von Mehrkosten als Differenz zwischen Kosten und Wert von Strom aus erneuerbaren Energien² ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

¹ So nennt der VDEW eine monatliche Haushaltsbelastung für 2005 von € 1,90 (VDEW 2006), während das BMU einen Wert von € 1,63 nennt (BMU 2006).

² Zum Beispiel durch Berücksichtigung von Externalitäten oder Energieimporten.

2 Ansätze zur Ermittlung durchschnittlicher Strombezugskosten

2.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Das EEG verlangt von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) für Stromlieferungen keinen verbindlichen Ausweis der EEG-Umlage³. Sie können aber die Differenz zwischen den gezahlten Vergütungen und ihren durchschnittlichen Strombezugskosten auf freiwilliger Basis ausweisen, müssen diese aber „durch eine zu veröffentlichende Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen“ (§ 15 Abs. 1 EEG). Maßgeblich ist dabei das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr. Bei so genannten Tarifkunden wird bisher in der Regel darauf verzichtet, gegenüber Sondervertragskunden werden die Differenzkosten üblicherweise ausgewiesen.

2.2 Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW)

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) sieht in der Berechnungsvorschrift nach § 15 EEG nur eine Kann-Vorschrift⁴ und hat seinen Mitgliedern in seinen Verbandsnachrichten vorgeschlagen (VDEW 2005a), die Strombezugskosten z.B. für 2005 als Durchschnittspreis der an der EEX im Zeitraum vom 1.7.2003 bis 30.6.2004 gehandelten Phelix Future Base Year 2005 zu berechnen. Dabei wird vom VDEW argumentiert, dass die Beschaffungsentscheidungen bereits in diesem Zeitraum gefallen seien.

Es ist davon auszugehen, dass auch die vom VDEW veröffentlichten Angaben zur deutschlandweit gemittelten EEG-Umlage auf dieser Ermittlungsmethode beruhen. Aus dem Berechnungsvorschlag ergibt sich für **2005 ein Wert von 3,18 Cent/kWh** und gesamte Differenzkosten in Höhe von rund 2,9 Mrd. Euro.

2.3 Bundesverband Erneuerbarer Energien (BEE)

Der BEE setzt in seinen Berechnungen für 2005 zu 80 % die Futurepreise im Zeitraum 1.1.2004 bis 31.12.2004 und zu 20 % den durchschnittlichen Spotmarktpreis des Jahres 2005 an. Weiterhin wird von einem Mix aus Grundlast und Spitzenlast im Verhältnis 55:45 ausgegangen, da nach Argumentation des BEE ein Großteil des Stroms in den Tagesstunden eingespeist wird (BEE 2006). Die vermiedenen Strombezugskosten liegen damit nach Angaben des BEE **2005 bei 4,28 Cent/kWh**. Die gesamten Differenzkosten betragen danach rund 2,4 Mrd. Euro.

³ Anders dagegen das Verfahren nach § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung): Hierbei müssen die Antragsteller eine EVU-Bescheinigung über die regulären Strombezugskosten beibringen.

⁴ Nach Auffassung des BMU ist die Berechnungsvorschrift des § 15 Abs. 1 Satz1 EEG zwingend, soweit die durch das EEG verursachten Mehrkosten gegenüber Dritten angezeigt werden.

2.4 Bundesumweltministerium

Die im Auftrag des Bundesumweltministerium (BMU) durchgeführte Studie „Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zu Jahr 2020“ (Nitsch et al 2006) orientiert sich in ihren Vergangheitsschätzungen zu den durchschnittlichen Strombezugskosten am jahresdurchschnittlichen Spotmarktindex *Phelix Day Base* der Leipziger Strombörse⁵. Für 2005 wurde ein Wert von 4,3 Cent/kWh angesetzt, wobei zum Bearbeitungszeitpunkt der Studie für die Berechnung nur der Zeitraum Januar bis Ende Oktober berücksichtigt werden konnte⁶.

Veröffentlichte Berechnungen des BMU für das Jahr **2005 verwenden 4,3 Cent/kWh** als Grundlage zur Schätzung der bundesdurchschnittlichen Strombezugskosten (BMU 2006a). Die gesamten EEG-Differenzkosten belaufen sich damit auf 2,4 Mrd. Euro.

⁵ Dieser Index wird auch für die Berechnung des vierteljährlichen KWK-Indexes verwendet, der den marktüblichen Strompreis im Sinne des KWKG repräsentiert.

⁶ Die Daten für das gesamte Jahr 2005 ergeben einen höheren Durchschnitt von 4,6 Cent/kWh.

3 Bewertung der bisherigen Ansätze

3.1 EEG (tatsächliche durchschnittliche Strombezugskosten)

Der § 15 EEG stellt eine Vorschrift dar, die regelt, wie jedes einzelne EVU die Differenzkosten zu ermitteln hat. Dieses kann freiwillig die Differenzkosten ausweisen und hat dabei auf Basis einer geprüften Buchführung seine durchschnittlichen Strombezugskosten pro Kilowattstunde zur Berechnung heranzuziehen.

Gemäß der EEG-Regelung hängen die Differenzkosten von den Verhältnissen des jeweiligen EVU ab. Unternehmen mit relativ geringen durchschnittlichen Strombezugskosten können somit relativ hohe EEG-Umlagen geltend machen. Dementsprechend kann es zu regionalen Differenzen bei den ausgewiesenen EEG-Umlagen und zu Abweichungen von der bundesweiten durchschnittlichen EEG-Umlage kommen, die – wie Anfragen von Sondervertragskunden gezeigt haben – im Einzelnen nicht nachvollziehbar sind. Unterschiedliche Angaben zur Umlagenhöhe können zum einen auf unterschiedlichen Ermittlungsansätzen und zum anderen auf Abweichungen der tatsächlichen durchschnittlichen Strombezugskosten zwischen EVU beruhen. Unterschiedliche Strombezugskosten können sich z.B. allein schon aus spezifischen Absatzprofilen ergeben. Deshalb haben Unternehmen mit einem relativ hohen Peak-Anteil tendenziell geringere Differenzkosten als andere EVU.

Für eine bundesweite Durchschnittsberechnung kann diese EEG-Vorschrift im Moment nicht unmittelbar zugrunde gelegt werden, da es sich um nahezu 1.000 EVU mit individuellen Strombezugskosten handelt und bislang keine Verpflichtung besteht, entsprechende Angaben zu machen. Bei entsprechender Kenntnis der durchschnittlichen Strombezugskosten aller EVU könnte ein bundesweiter Mittelwert ermittelt werden. Denkbar wäre eine Meldepflicht der zugrunde gelegten Strombezugskosten auf Basis des abgeschlossenen Geschäftsjahres durch die Elektrizitätsversorgungsunternehmen z.B. an die Bundesnetzagentur. Diese wären dann auf Basis aller Rückmeldungen in Lage, einen bundesweiten Durchschnitt zu errechnen.

3.2 VDEW (Futurepreise, Base)

Für den Fall einer freiwilligen Angabe der EEG-Umlage nach § 15 EEG durch ein EVU kann das vom VDEW seinen Mitgliedern vorgeschlagene Verfahren einer unternehmensunabhängigen Ermittlung von Differenzkosten nicht angewandt werden. Würden auf diese Weise ermittelte Differenzkosten auf Rechnungen ausgewiesen, widerspräche dies der Vorschrift nach §15 (1) EEG, wonach auf die im Jahresabschluss durch von einem Wirtschaftsprüfer testierten individuellen durchschnittlichen Strombezugskosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres abzustellen ist und nicht auf einen durchschnittlichen Börsenpreis.

Auch für die Berechnung einer mittleren deutschlandweiten EEG-Umlage hat der VDEW-Ansatz, der sich allein auf frühere Futurepreise stützt, gravierende Einschränkungen. So beruhen nach diesem Ansatz z.B. die für das Jahr 2005 angegebenen Differenzkosten zum Teil auf Marktpreisen aus dem Jahr 2003, die die aktuellen Knappheiten nicht widerspiegeln. Dagegen werden der Strombezug bzw. die ggf. dann höheren Preise im letzten halben Jahr vor dem Lieferjahr und auch kurzfristig im Lieferjahr gekaufte Strommengen und deren Preise dabei gar nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wird nicht explizit angegeben, in welcher zeitlichen Verteilung EVU tatsächlich den Strom beschaffen und in welchem Maß dies über die Börse erfolgt.

3.3 BEE-(Future- und Spotpreise, Base und Peak)

Das Vorgehen des BEE, das sowohl Future- als auch Spotpreise einbezieht und darüber hinaus eine Gewichtung von Phelix Base und Peak berücksichtigt, erweckt aufgrund seiner Differenziertheit den Eindruck eines genauen Näherungsverfahrens. Es wird ein Strombezug zu 80 % vor und zu 20 % im Lieferjahr unterstellt. Diese Struktur beruht auf einer Annahme über das tatsächliche Bezugsverhalten der EVU, wobei im Unterschied zu VDEW keine Strombeschaffung vor mehr als einem Jahr vor dem Lieferjahr berücksichtigt wird. Hinsichtlich der starken Gewichtung von Future-Preisen ist dieser Ansatz insofern dem der VDEW recht ähnlich, wobei auch hier die zeitliche Struktur nicht empirisch belegt werden kann.

Der BEE-Ansatz umfasst darüber hinaus eine Unterscheidung nach Grund- und Spitzenlastpreisen, wobei Phelix Base und Phelix Peak verwendet werden. Dabei ist aber zu beachten, dass Phelix Base einen Durchschnittspreis über 24 Stunden angibt, während Phelix Peak nur die Preise in der Zeit von 8 bis 20 Uhr erfasst. Eine solche gesonderte Anrechnung von Phelix Peak ist für die Ermittlung bundesweit durchschnittlicher Bezugskosten der EVU problematisch und wird in Kapitel 5 noch näher betrachtet.

3.4 BMU (Spotmarktpreise, Base)

In den Berechnungen des BMU wird nur der EEX-Index *Phelix Day Base* als durchschnittlicher Beschaffungspreis angesetzt, der von EEX als (ungewichtetes) Gesamtmittel der 24-Einzelstundenpreise angegeben wird. Prinzipiell ist ein solcher Durchschnittsindex für eine Durchschnittsbetrachtung zunächst besonders geeignet.

Der Ansatz eines mittleren Spotmarktpreises hat den großen Vorteil, dass der Preis aus Angaben der Leipziger Strombörse einfach zu ermitteln und damit auch leicht nachvollziehbar ist. Weiterhin lässt sich argumentieren, dass der aktuelle Marktpreis von Strom am Spotmarkt definiert wird. Wenn zur Berechnung des Jahres x der durchschnittliche Spotpreis des jeweiligen Vorjahres ($x-1$) verwendet wird, wird der Strombezug im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr somit auf möglichst aktueller Grundlage bewertet.

Ein wesentlicher Nachteil dieses Ansatzes kann darin gesehen werden, dass damit nicht das übliche Beschaffungsverhalten der Stromversorger berücksichtigt wird. Nach Angaben des VDEW wird der überwiegende Teil⁷ (VDEW 2006b) des Stromeinkaufs der EVU parallel zum Abschluss von Lieferverträgen bereits ein bis zwei Jahre vor dem physischen Lieferjahr getätigt, während der kurzfristige Kauf am Spotmarkt für die Beschaffung aus Sicht des Vertriebs unbedeutend sei. Die Preisbildung auf dem Spotmarkt ist volatil und im Vorhinein nur mit großen Unsicherheiten zu prognostizieren. Deswegen wird der Spotmarkt insbesondere dafür verwendet, unerwartete Differenzen zwischen aktueller Nachfrage und früherer Beschaffung auszugleichen. Das größte Handelsvolumen soll nach Branchenschätzungen bisher nicht an der Börse, sondern am so genannten OTC-Markt⁸ zu verzeichnen sein. Die Preise am OTC-Markt dürften sich aber kaum von denen der Börse unterscheiden, die auch für den OTC-Markt eine Leitfunktion besitzt.

Solange die Strompreise relativ stabil sind oder sich nur langsam verändern, führt die Verwendung von jahresdurchschnittlichen Spotmarktpreisen nicht zu gravierenden Abweichungen gegenüber einem mittleren Preis nach einem Ansatz, der das anzunehmende, tatsächliche Einkaufsverhalten der EVU berücksichtigt. Bei stark ansteigenden (wie 2005) oder stark sinkenden Preisen kann es hingegen zu beträchtlich voneinander abweichenden Strombewertungen nach den unterschiedli-

⁷ Nach Ansicht des VDEW wird Baseload-Strom ausschließlich über den Terminmarkt vor Lieferbeginn beschafft. Dies schließt eine unterjährige Beschaffung am Terminmarkt zu dem Spotmarkt vergleichbaren Preisen aber nicht aus. Eine 100%-ige Beschaffung vor dem Lieferjahr ist auch z.B. aufgrund von Neukundengeschäft nicht wahrscheinlich.

⁸ Over-the-Counter; Direkter bilateraler Stromhandel bzw. über Makler.

chen Ansätzen kommen. Es stellt sich somit die Frage, inwiefern das Beschaffungsverhalten der EVU bei der Ermittlung der Strombezugskosten berücksichtigt werden kann.

4 Analysen des Stromhandels an der Börse EEX

In diesem Kapitel wird der Handel an der Leipziger Energiebörse European Energy Exchange (EEX) näher analysiert, wobei neben den Preisen vor allem die Handelsmengen der unterschiedlichen Produkte zu betrachten sind.

Nach der Gründung der EEX wurde dort im Jahr 2000 zunächst der Spothandel physisch zu erfüllender Stromlieferungen aufgenommen, der sich auf den Handel für die Lieferung von Strom am darauf folgenden Tag bezieht (Day-Ahead-Markt). Dieser Spothandel unterteilt sich nach der Lieferdauer des Stromes in Stundenkontrakte (konstante Leistung für eine vorgegebene Stunde) und Blockkontrakte (konstante Leistung über mehrere Stunden). Stundenkontrakte werden für jede Stunde eines Tages gehandelt (24 verschiedene Stundenkontrakte). Die unterschiedlichen Blockkontrakte umfassen eine Tages-Grundlastlieferung (Baseload-Kontrakt, 0 bis 24 Uhr) für jeden Tag, eine Tages-Spitzenlastlieferung (Peakload-Kontrakt, 8 bis 20 Uhr) für jeden Wochentag und eine Wochenend-Grundlastlieferung (Weekend-Baseload-Kontrakt); der Blockhandel ist allerdings gemessen an den gehandelten Mengen unbedeutend.

Die Spotmarktergebnisse werden börsentäglich im Index *Phelix Day Base* zusammengefasst, der den durchschnittlichen Strompreis für die Stunden 1 bis 24 Uhr darstellt. Darüber hinaus wird börsentäglich ein Index *Phelix Day Peak* als Durchschnittspreis für die Stunden 9 bis 20 (8 bis 20 Uhr) berechnet.⁹ Auf die Betrachtung der Indizes für die kontinuierlichen Blockhandelsprodukte für Baseload und Peakload kann hier verzichtet werden.

Seit Frühjahr 2001 ist die EEX um einen Terminmarkt erweitert worden. Hier werden seitdem Futures auf die EEX-Indizes *Phelix Base* bzw. *Phelix Peak* (finanzielle Erfüllung) gehandelt. Darüber hinaus folgte ab 2004 der Handel in Optionen auf diese *Phelix-Base*- und *Phelix-Peak-Futures* und ab 2005 der Handel mit Futures auf Baseload- und Peakload-Stromlieferungen (physische Erfüllung getrennt nach Deutschland, Frankreich, Niederlande).¹⁰ Die Futures unterteilen sich in Monats-, Quartals- und Jahresfutures.

Näher betrachtet werden im Folgenden zum einen die Ergebnisse des Spotmarktes für einzelne Stunden bzw. die Indizes *Phelix Base* und *Phelix Peak* und zum anderen die Futures auf diese Indizes.

Mit der Liberalisierung des Strommarktes und der Einführung von Börsen sind langfristige Lieferverträge (teilweise bis zu 10 Jahren) in zunehmendem Maße durch einen kurzfristigeren Stromhandel ersetzt worden, sei es über die Börse oder aber außerbörslich „over the counter“ (OTC). Strom wird von EVU überwiegend erst dann eingekauft, wenn er bereits verkauft ist. Dementsprechend kann sich das Beschaffungsportfolio aus Kaufscheiben zu verschiedenen Zeitpunkten zusammensetzen, abhängig von der Kundenstruktur, der Risikobereitschaft des Unternehmens sowie der Marktpreisentwicklung. Dabei kommt der zeitlichen Struktur der Nachfrage eine besondere Bedeutung zu.

Abbildung 1 zeigt die jahresdurchschnittlichen Preise der einzelnen Stundenkontrakte und die Durchschnittswerte von *Phelix Base* und *Phelix Peak* im Jahr 2005. Deutlich zu erkennen sind ausgeprägte Spitzen mit hohen Preisen am Mittag und frühen Abend. Der durchschnittliche *Phelix Peak* (8-20 Uhr) liegt deshalb mit 56 Euro/MWh deutlich über dem Durchschnitt des *Phelix Base* (0-24 Uhr) von 46 Euro/MWh.

⁹ Phelix ist die Abkürzung für Physical Electricity Index.

¹⁰ Der physische Terminhandel war 2005 quantitativ noch bedeutungslos.

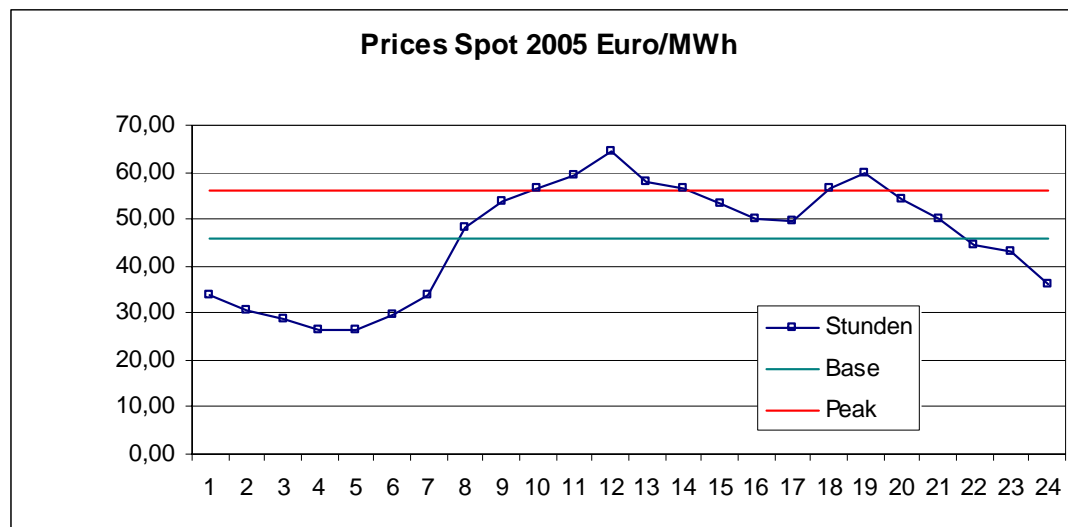


Abbildung 1: Durchschnittliche Preise am Spotmarkt im Jahr 2005

Während auf dem Spotmarkt Handels- und Lieferjahr identisch sind, ist hinsichtlich des Terminhandels zwischen Handels- bzw. Börsenjahr und Erfüllungsjahr zu unterscheiden. Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen zum jeweiligen Börsenjahr (Spalten) und für das Erfüllungsjahr (in Zeilen) die gehandelten Strommengen getrennt nach den EEX-Produkten Spotmarkt sowie Jahres-, Quartals- und Monatsfutures.

Tabelle 1: EEX-Handelsvolumen Phelix Base

		Handel im Börsenjahr				
Lieferung im Jahr [in TWh]	EEX Phelix-Base-Year-Future					
		2003	2004	2005	2006	Gesamt
	2005	79,3	164,0	0	0	243,3
	2006	13,2	58,1	197,4	0	268,7
	EEX Phelix-Base-Quarter-Future					
	2005	0,5	18,8	22,3	0	41,6
	2006	0,0	1,8	47,8	58,2	107,8
	EEX Phelix-Base-Month-Future					
	2005	0,0	4,1	37,0	0	41,1
	2006	0,0	0,0	13,1	50,0	63,1
	Phelix Day Base					
	2005	0	0	85,3	0	85,3
	2006	0	0	0	85,0	85,0
	Total					
	2005	79,8	186,9	144,6	0	411,3
	2006	13,2	59,9	258,3	193,2	524,6

Quelle: European Energy Exchange AG, eigene Berechnungen IfnE

blaue Werte: Hochrechnungen

Tabelle 2: EEX-Handelsvolumen Phelix Peak

		Handel im Börsenjahr				Gesamt
		2003	2004	2005	2006	
Lieferung im Jahr [in TWh]	EEX Phelix-Peak-Year-Future					
		2003	2004	2005	2006	Gesamt
	2005	9,4	17,0	0	0	26,4
	2006	1,0	6,6	17,3	0	24,9
	EEX Phelix-Peak-Quarter-Future					
	2005	0,0	6,2	6,5	0	12,7
	2006	0,0	1,0	10,0	6,4	17,4
	EEX Phelix-Peak-Month-Future					
	2005	0,0	1,5	9,1	0	10,6
	2006	0,0	0,0	1,6	9,0	10,6
	Phelix Day Peak					
	2005	0	0	45,8	0	45,8
	2006	0	0	0	43,0	43,0
	Total					
	2005	9,4	24,7	61,4	0	95,5
	2006	1,0	7,6	28,9	58,4	95,9

Quelle: European Energy Exchange AG, eigene Berechnungen IfnE

blaue Werte: Hochrechnungen

Insgesamt wurden an der EEX für das Erfüllungsjahr 2005 Strommengen von rund 411 TWh¹¹ Base und 96 TWh Peak¹² gehandelt. Die gehandelte Menge für Peak-Strom ist relativ gering. Für 2006 zeichnet sich bei Base ein deutlicher Zuwachs im Volumen ab, während sich die Peak-Mengen unverändert zeigen. Nach Branchenangaben sollen im OTC-Handel etwa die 3-4-fache Strommenge gehandelt werden, wobei konkrete Zahlen allerdings nicht vorliegen. Demnach müssten jährlich 1 600 bis 2 000 TWh Strom gehandelt werden. Die gesamte in Deutschland verkaufte Strommenge wäre statistisch betrachtet 2-3-mal gehandelt worden, bevor sie schließlich physisch genutzt wird. Inwieweit das der Fall ist, kann aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Daten nicht beurteilt werden. Die auf Basis von EEX-Daten summierten Strommengen würden demnach aber nur einen groben Anhaltwert für mengenmäßige Verteilung im Strombezug insgesamt darstellen. Da aber keine Gesamtstatistik zum deutschen Stromhandel vorliegt, können in den weiteren Analysen und Berechnungen nur die EEX-Daten zugrunde gelegt werden.

In den folgenden Berechnungen wird von einer gesonderten Schätzung des Mehrfachhandels abgesehen und die jährlichen Handelsmengen an der EEX für die Schätzung der zeitlichen Struktur verwendet (vgl. nächste zwei Tabellen).

Tabelle 3: Anteile an den Handelsmengen Phelix Base

		Handel im Börsenjahr				Gesamt
		2003	2004	2005	2006	
für	2005	19%	46%	35%	0%	100%
	2006	3%	11%	49%	37%	100%

¹¹ Zum Vergleich: Der vorläufige Bruttostromverbrauch in Deutschland 2005 betrug 611 TWh.

¹² Die 45,8 TWh Phelix Peak am Spotmarkt 2005 sind eine Teilmenge der 85,3 TWh Phelix Base am Spotmarkt (Gesamtmenge in der Zeit von 0-24 Uhr), da die es sich nur um das Zeitfenster 8-20 Uhr handelt.

Tabelle 4. Anteile an den Handelsmengen Phelix Peak

		Handel im Börsenjahr				Gesamt
		2003	2004	2005	2006	
für	2005	10%	26%	64%	0%	100%
	2006	1%	8%	30%	61%	100%

In Tabelle 3 ist deutlich erkennbar, dass etwa 2/3 des Handelsvolumens für Base-Strom in den beiden Jahren vor dem Erfüllungsjahr angefallen ist. Die Auswertungen ergaben, dass noch früher als zwei Jahre vor dem Erfüllungsjahr kein nennenswertes Handelsvolumen mehr zu verzeichnen ist. Im Erfüllungsjahr selbst wird dagegen gut ein Drittel der jeweils betrachteten Gesamtmenge gehandelt.

Für Peak-Strom ergeben sich nach Tabelle 4 umgekehrte Verhältnisse. Hier werden rund zwei Drittel der Strommenge im Lieferjahr selbst gehandelt, nur ein kleiner Teil davor – und dieser Teil überwiegend im Jahr vor dem Lieferjahr.

Die durchschnittlichen Strompreise in den Börsenjahren 2003 bis 2006 für Lieferung bzw. Erfüllung in 2005 und 2006 zeigen die folgenden beiden Tabellen. Danach war der am Spotmarkt realisierte Phelix Base im Jahr 2005 mit 46 Euro/MWh um 54 % höher als der entsprechende Futurewert im Jahr 2003 und um 39 % höher als der entsprechende Futurewert im Jahr 2004. Die tatsächlichen Preiserhöhungen wurden stark unterschätzt. Dies gilt auch in den anderen dargestellten Fällen.

Tabelle 5: Durchschnittliche Strompreise Phelix Base

		Mittlerer Strompreis im Börsenjahr [€/MWh]			
		2003	2004	2005	2006
für	2005	29,8	33,5	46,0	0,0
	2006	30,6	34,1	41,1	55,0

Quelle: European Energy Exchange AG, eigene Berechnungen IfnE

Preisbasis: EEX Phelix-Base-Year-Future; im Lieferjahr EEX Phelix day base

blauer Wert: Schätzung auf Basis bis Anfang September vorliegender Daten

Tabelle 6: Durchschnittliche Strompreise für Phelix Peak

		Mittlerer Strompreis im Börsenjahr [€/MWh]			
		2003	2004	2005	2006
für	2005	46,5	49,3	56,0	0,0
	2006	52,0	50,9	56,2	68,0

Quelle: European Energy Exchange AG, eigene Berechnungen IfnE

Preisbasis: EEX Phelix-Peak-Year-Future; im Lieferjahr EEX Phelix Day Peak

blauer Wert: Schätzung auf Basis bis Anfang September vorliegender Daten

5 Diskussion unterschiedlicher Bewertungsansätze

Soweit zur Ermittlung von durchschnittlichen Strombezugskosten Börsenpreise verwendet werden sollen, ist es nötig, geeignete Durchschnittswerte bzw. Indizes für die Schätzung auszuwählen. Dabei ist zum einen zu entscheiden, inwiefern Spot- und Futurepreise anzuwenden sind, und zum anderen ist zu diskutieren, welche Rolle dabei die Unterscheidung von Base und Peak spielen sollte. Dabei sind die zugrundeliegenden Definitionen der Produkte und Indizes der EEX (vgl. Kapitel 3) ebenso zu berücksichtigen wie das Ziel, einen Schätzwert für die durchschnittlichen Strombezugskosten der EVU im abgelaufenen Geschäftsjahr (derzeit 2005) im Sinn des EEG zu ermitteln.

5.1 Spot versus Future

Die bisher verwendeten Ansätze beziehen sich nur auf Spot, nur auf Future oder auf eine Kombination von Spot und Future. Die Verwendung von Spotpreisen hat gegenüber Futurepreisen die folgenden Vorteile:

- Es handelt sich um aktuelle Marktpreise, während die entsprechenden Futurepreise aus weiter zurückliegenden Jahren stammen.
- Sie beziehen sich auf physische Lieferungen, während sich die Phelix-Futures auf finanzielle Erfüllung beziehen.
- Sie lassen sich einfach ermitteln, während bei Futures unterschiedliche zeitliche Abgrenzungen (Monat, Quartal, Jahr) zu beachten sind.
- Sie sind hinsichtlich des Betrachtungsjahres eindeutig, während bei Futures eine Auswahl und ggf. Gewichtung der Ergebnisse aus früheren Jahren erforderlich ist.

Der Haupteinwand gegen die alleinige Verwendung des durchschnittlichen Spotmarktpreises besteht darin, dass die Spotmarktpreise die durchschnittliche zeitliche Beschaffungsstruktur der EVU nicht oder verzerrt widerspiegelt. Allerdings liegen zu dieser Struktur keine originären Daten vor. Soweit Futurepreise bei der Ermittlung durchschnittlicher Preise verwendet werden sollen, ist deshalb zusätzlich eine Einigung auf ein zeitliches Gewichtungsschema erforderlich. Hierzu können grundsätzlich die Handelsmengen der unterschiedlichen Produkte an der Börse herangezogen werden, die allerdings (angesichts von Doppelzahlungen, finanzieller Future-Erfüllung, außerbörslichem Handel) nicht unmittelbar auf die Bezugsstrukturen der EVU übertragen werden können. Deshalb ist hier letztlich eine einvernehmliche Ermittlungsmethode erforderlich, die unter Berücksichtigung der Unsicherheiten und der Praktikabilität eine ausreichende Akzeptanz findet. Vor diesem Hintergrund ist der Vorschlag in Kapitel 6.2 zu bewerten, die durchschnittlichen Strombezugskosten als einfachen Mittelwert von durchschnittlichem Spotpreis und durchschnittlichem Jahresfuturepreis des vorhergehenden Jahres zu ermitteln.

Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass die Wahl zwischen aktuellen Informationen des Spotmarktes und früheren Ergebnissen des Terminmarktes gerade dann zu unterschiedlichen Ergebnissen führt, wenn sich die Strompreise (aus Sicht der Teilnehmer am Großhandelsmarkt) unerwartet stark verändern. Bei stabilen Preisen oder ungefähr zutreffenden Erwartungen der Marktteilnehmer dürfte diese Frage allerdings von untergeordneter Bedeutung sein.

5.2 Base versus Peak

Bei der Wahl zwischen Base und Peak sind zunächst die jeweiligen Phelix-Definitionen der EEX zu beachten. Während sich Phelix Base auf alle Stunden 1-24 bezieht, werden im Phelix Peak nur die Stunden 9-20 (8 bis 20 Uhr) erfasst. Diese zeitliche Unterteilung bezieht sich auf Stundenkontrakte und ist nicht mit Baseload- bzw. Peakload-Blockkontrakten zu verwechseln. Außerdem weichen

diese an der Börse eingeführten Unterteilungen grundsätzlich von den sonst üblichen Begriffen von Grundlast und Spitzenlast in der Elektrizitätswirtschaft ab¹³.

Die Relevanz der unterschiedlichen Indizes Base und Peak hängt im Zusammenhang mit der Bewertung von EEG-Strom wesentlich von der spezifischen Fragestellung ab. Soweit es darum geht, den bundesweiten Durchschnitt der durchschnittlichen Bezugskosten der EVU gemäß § 15 (1) EEG zu ermitteln, sollte ein Index verwendet werden, der für den gesamten Strombezug möglichst repräsentativ ist. Für eine Schätzung des Durchschnittspreises auf Basis von Börsendaten der EEX ist deshalb der Phelix Base am besten geeignet. Eine zusätzliche Berücksichtigung des Phelix Peak ist hierbei nicht erforderlich, weil dieser Index lediglich einen Ausschnitt von Preisen widerspiegelt, die im Phelix Base bereits enthalten sind.

Hinsichtlich der Fragestellung dieses Berichts wird somit empfohlen, auf eine gesonderte Berücksichtigung von Phelix Peak zu verzichten.

Unabhängig hiervon soll im Folgenden noch diskutiert werden, welche Rolle Phelix Peak für andere Fragestellungen spielt.

In der geltenden Regelung des EEG sind die Differenzkosten auf Basis der durchschnittlichen Strombezugskosten zu ermitteln. Diese Kosten sind unabhängig davon, in welcher Höhe und in welcher zeitlichen Struktur vom EVU EEG-Strom abgenommen werden muss. Fragt man hingegen nach den Kosten, die beim EVU durch EEG-Strom vermieden werden, dann wird sowohl die zeitliche Abnahmestruktur des EEG-Stroms von Bedeutung als auch die Lastcharakteristik des jeweiligen EVU. Eine sachgerechte Ermittlung entsprechender Mehrkosten wäre dabei auf der Ebene einzelner EVU grundsätzlich aufwändiger und mit einem höheren Datenbedarf verbunden. Sofern die EVU - wie derzeit üblich - den Strom als Bandlieferung vom ÜNB abnehmen, wäre in diesem Zusammenhang eine grundlastorientierte Bewertung des vermiedenen Strombezugs angemessen. Insofern wäre auch in diesem Fall eine durchschnittliche Bewertung mit Hilfe des Phelix Base – ohne zusätzliche Berücksichtigung des Phelix Peak – angemessen.¹⁴

Des Weiteren kann die Frage gestellt werden, wie EEG-Strom – unabhängig von Bandlieferungen an EVU – im Durchschnitt zu bewerten ist. Für diese Frage ist die zeitliche Charakteristik der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien von Bedeutung, die sich aus einer stochastischen und einer deterministischen Komponente zusammensetzt. Während die stochastische Komponente den Bereich der Regelenergie und -leistung betrifft, zeigt sich die deterministische Komponente im durchschnittlichen Einspeiseprofil erneuerbarer Energien.

¹³ Bei EVU wird nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast aufgrund des veränderlichen Leistungsbedarfs im Kraftwerkspark unterschieden. Hierbei kommen dann verschiedene Kraftwerkstypen zum Einsatz.

¹⁴ Statt eines Grundlastbandes könnten die ÜNB hingegen ein der tatsächlichen Einspeisung angenähertes Profil liefern, wie dies auch das EEG vorsieht (§ 14 Abs. 3) um dieses Problem zu auflösen. Vgl. auch Neubart (2006).

Das durchschnittliche EEG-Tageseinspeiseprofil ist für das Jahr 2004 in Abbildung 2 dargestellt. Aus diesem Profil errechnet sich ein Peak-Anteil (8-20 Uhr) von 51,3 %. Dieser zeitlichen Struktur wird in der Abbildung der durchschnittliche Verlauf der gehandelten Stundenkontraktmengen an der Börse für die Jahre 2004 und 2005 gegenübergestellt. Hieraus ergeben sich Peak-Anteile von 53,5 % für 2004 und 53,7 % für 2005, die in der Größenordnung mit dem Peak-Anteil erneuerbarer Energien vergleichbar sind. Vor diesem Hintergrund erscheint es auch in diesem Zusammenhang nicht als erforderlich, eine gesonderte Anrechnung von Phelix Peak vorzunehmen.

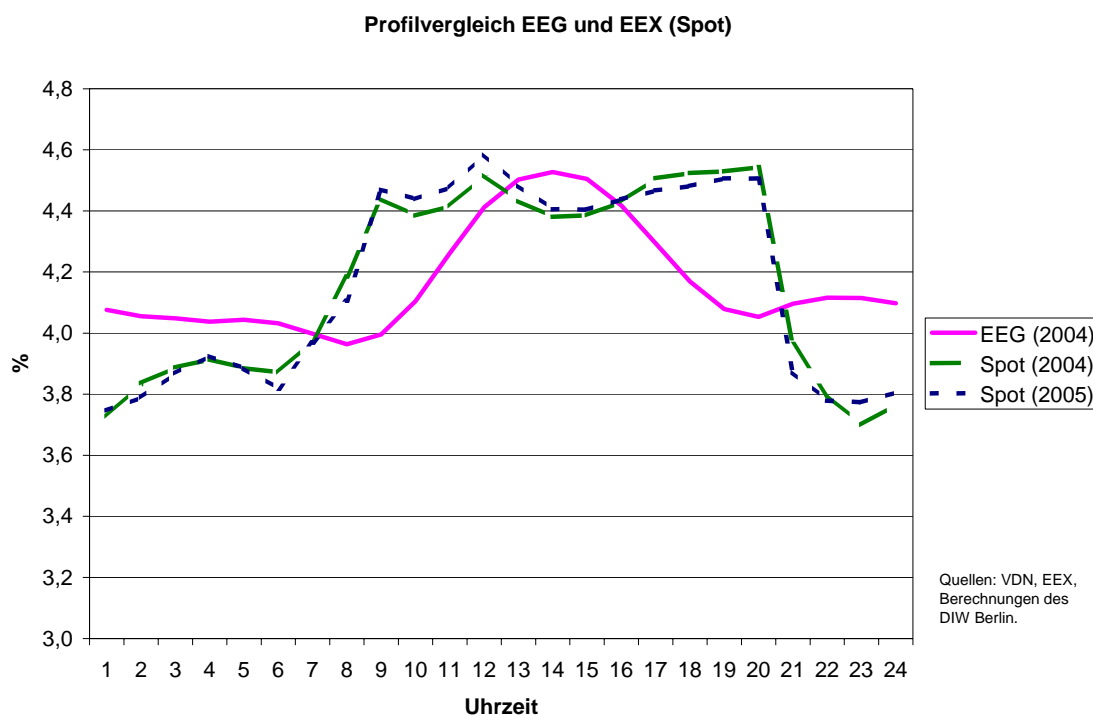


Abbildung 2: Profilvergleich EEG-Einspeisung und gehandelter Strommengen am Spotmarkt

Die Daten über das durchschnittliche Tageseinspeiseprofil erneuerbarer Energien im Jahr 2004 in Abbildung 2 wird durch die aktuell vorliegenden VDN-Daten zur Einspeisung von Windstrom von Januar bis Juli 2006 bestätigt; aus diesen Daten errechnet sich ein Peak-Anteil von 51,7 % (vgl. Abbildung 3). Während derzeit das Profil der Windenergie das gesamte Bild der Stromspeisung aus erneuerbaren Energien dominiert, nimmt langsam der Anteil von Solarstrom mit einer ausgeprägten Spitzenlastcharakteristik (vgl. Abbildung 4) zu. Damit steigt auch der mittlere Peak-Anteil erneuerbarer Energien künftig, wenn zunächst auch nur geringfügig, an.

Alles in Allem ergibt sich aus diesen Analysen, dass für eine Durchschnittsbetrachtung auf eine gesonderte Berücksichtigung von Phelix Peak verzichtet werden kann.

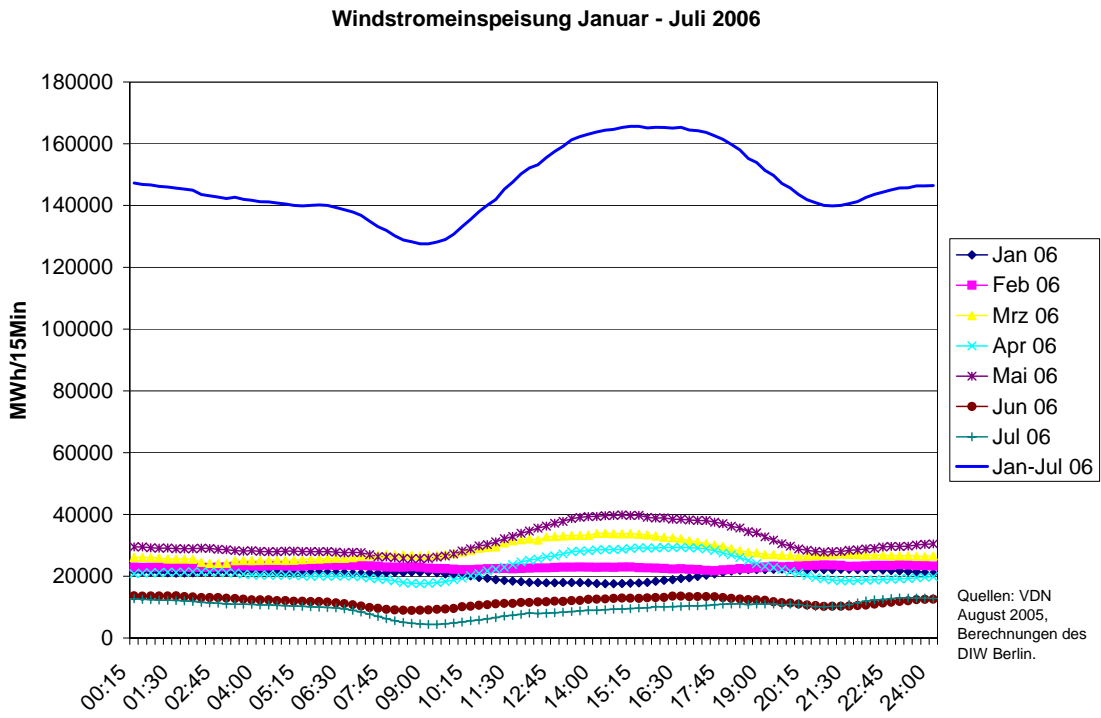


Abbildung 3: Profil der Einspeisung von Windstrom von Januar bis Juli 2006

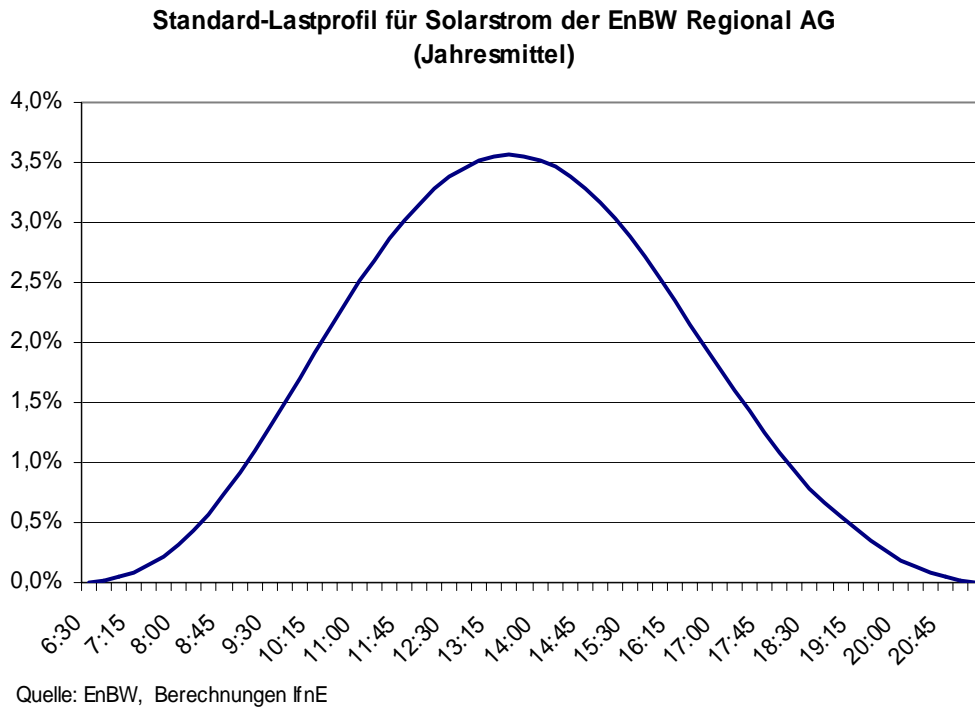


Abbildung 4: Synthetisches Standard-Lastprofil für Solarstrom der EnBW Regional AG

6 Alternative Varianten und Empfehlungen

Die in Kapitel 2 und 3 betrachteten bisherigen Ansätze zur Ermittlung von Strombezugskosten für die Berechnung von EEG-Differenzkosten auf Basis von EEX-Börsenpreisen verwenden a) Phelix Base (Spot), b) nur Phelix Base Year Future, c) einen Mix aus Phelix Base, Phelix Peak und den entsprechenden Futures. Aus den in Kapitel 5 dargelegten Gründen wird empfohlen, Phelix Peak nicht gesondert in das Berechnungsverfahren einzubeziehen. Hinsichtlich der Verwendung von Spot- und Future-Preisen erscheint es sinnvoll, sowohl (aktuelle) Spot- als auch (frühere) Future-Preise zu berücksichtigen. Hierzu werden zwei Varianten betrachtet, die sich in der Gewichtung von Spot- und Future-Preisen unterscheiden.

6.1 Variante A: Gewichtung von Spot- und Future-Preisen anhand von Handelsmengen

Die Auswertungen von Daten der Leipziger Strombörse EEX geben zum einen Anhaltspunkte für das Beschaffungsverhalten der Stromversorger und zum anderen die Preisentwicklung am Strommarkt wieder. Die Struktur der Handelsmengen bestätigt für sich genommen die Annahme, dass Stromversorger ihren prognostizierten Strombedarf zum großen Teil im Jahr (n-1) vor dem Lieferjahr (n) beschaffen bzw. durch finanzielle Transaktionen am Terminmarkt absichern. Der Handel mit physischen Mengen am Spotmarkt bringt dagegen kurzfristig Angebot und Nachfrage zum Ausgleich.

Legt man als Indikator für das durchschnittliche Verhalten bei der Strombeschaffung die Struktur der Handelsmengen zu Grunde, dann können die mittleren Strompreise der jeweiligen Jahre nach Tabelle 5 mit den in Tabelle 3 ermittelten Anteilen am gesamten Handelsvolumen für das entsprechende Lieferjahr gewichtet werden. **Daraus errechnet sich für das Jahr 2005 ein gewichteter, durchschnittlicher Strompreis von 3,7 Cent/kWh.** Eine erste Abschätzung für 2006 ergibt 4,5 Cent/kWh.

6.2 Variante B: Gleichgewichtung von Spot- und Future-Preisen

Da die Auswertung der an der EEX gehandelten Produkte für das vorgestellte Näherungsverfahren (Variante A) in der Handhabung aufwändig ist und aus den in Kapitel 5 diskutierten Gründen nur eingeschränkt belastbar ist, wird in der vereinfachten Variante B vorgeschlagen, für die Ermittlung der durchschnittlichen Strombezugskosten den einfachen Mittelwert aus dem Preis für Jahresfutures aus dem Jahr n-1 und dem Spotmarktpreis aus dem Jahr n zu verwenden (Gewichtung 50:50). **Daraus ergibt sich für 2005 ein Durchschnittspreis von 4,0 Cent/kWh.** Eine erste Abschätzung für 2006 ergibt 4,8 Cent/kWh.

6.3 Vergleich der Varianten

Die Varianten A und B unterscheiden sich methodisch dadurch, dass sich bei Variante A die Gewichtungsstruktur von Jahr zu Jahr ändert, während sie bei Variante B unverändert bleibt.

Außerdem wird in Variante A eine längere Preishistorie von 3 oder 4 Jahren berücksichtigt, während Variante B jeweils nur die vergangenen zwei Jahre einbezieht.¹⁵

Die quantitativen Ergebnisunterschiede hängen von den Preisentwicklungen an der Strombörse ab. Für das Jahr 2005 führt Variante A zu einem geringeren Strompreis als Variante B, da die Marktteilnehmer die Strompreiserhöhung zuvor deutlich unterschätzt hatten. Bei stabileren Strompreisen bzw. zutreffenderen Preiserwartungen dürften die quantitativen Unterschiede zwischen den Varianten hingegen gering sein.

Zudem ist zu betonen, dass es sich bei beiden vorgeschlagenen Varianten nur um Näherungsverfahren handelt, die die durchschnittlichen Bezugskosten der EVU nicht genau bestimmen können. Für eine genaue Ermittlung müssten Angaben über die tatsächlichen Bezugskosten der einzelnen EVU im jeweils abgeschlossenen Geschäftsjahr vorliegen. Die Verfügbarkeit solcher Daten könnte durch eine Meldepflicht an die Bundesnetzagentur gewährleistet werden. Eine alternative Möglichkeit zur Verbesserung der Transparenz über die Umlagenhöhe könnte darin bestehen, im EEG ein vereinfachtes Verfahren für die Berechnung von Differenzkosten zu verankern.

Tabelle 7 zeigt die Auswirkungen der mit Variante A und B ermittelten durchschnittlichen Strombezugskosten auf die gesamten Differenzkosten des EEG, die EEG-Umlage pro kWh und die monatliche Mehrbelastung für einen Durchschnittshaushalt.

Tabelle 7: Ergebniswirkung von Variante A und B

Schätzungen für durchschnittliche Strombezugskosten [Cent/kWh]		2005*		
		EEG-Differenzkosten [Mrd. Euro]	rechnerische EEG-Umlage Privathaushalte [Cent/kWh]	rechnerische EEG-Kosten Haushalt mit (3.500 kWh/a) [Euro/Monat]
4,3	BMU (2006)	2,31	0,53	1,55
3,7	Variante A	2,57	0,59	1,73
4,0	Variante B	2,44	0,56	1,64

* Datenbasis AGEE Stat: EEG-Strommenge 43.700 GWh, mittlere EEG-Vergütung: 9,6 Cent/kWh (BMU 2006b)

¹⁵ Im Vergleich zu beiden Varianten erfolgt bei der Ermittlung des üblichen Marktpreises nach dem KWKG mit Bezug auf vierteljährliche EEX-Spotpreise eine wesentlich schnellere Aktualisierung.

7 Literatur

- BEE (2006): E-Mail vom 13.1.2006 von Milan Nitzschke an das BMU.
- BMU (2006a): Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet. 4. Auflage, Februar 2006.
- BMU (2006b): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Mai 2006.
- Neubart, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2006, S. 42-46.
- Nitsch, J.; Staiß, F.; Wenzel, B.; Fishedick, M. (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Veröffentlicht unter www.bmu.de.
- VDEW (2005a): Vorschlag zur Berechnung der spezifischen, vertrieblichen Mehrkosten in Folge des neuen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes für nicht-privilegierte Kunden (keine Härtefallkunden nach § 16 EEG. Eilige Verbandsnachrichten vom 20.1.2005.
- VDEW (2005b): Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs.3 EEG“, - Branchenlösung des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V., Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber -VDN- e.V., Berlin vom 2. November 2005.
- VDEW (2006a): Pressemitteilung vom 30.1.2006 „Pro Woche rund 50 Cent mehr für Strom“.
- VDEW (2006b): Positionspapier „Bewertung der vertrieblichen EEG-Kosten“ vom 26.6.2006 an das BMU.

Durchschnittlicher Großhandelsstrompreis 2006

Die nachfolgende Berechnung des durchschnittlich anzulegenden Großhandelspreises für EEG-Strom beruht auf der Berechnungsgrundlage Variante A im Gutachten „Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen“¹.

Für 2006 errechnet sich auf dieser Basis ein - anhand der Handelsvolumina - gewichteter, durchschnittlicher Großhandelspreis von **44,1 €/MWh bzw. 4,4 Cent/kWh**. Die der Berechnung zugrunde liegenden Daten der Leipziger Strombörse finden sich in der folgenden Tabelle:

Handel im Jahr	für das Lieferjahr 2006		
	Strommenge	Ø-Preis	gewichteter Preis
	TWh	€/MWh	€/MWh
2004	59,9	34,1	3,9
2005	258,3	41,1	20,4
2006	202,1	50,8	19,7
Gesamt	520,3		44,1

Ø-Preis 2004 und 2005 festgestellt auf Basis des durchschnittlichen Preises für Jahresfutures 2006.

Ø-Preis 2006 festgestellt auf Basis des durchschnittlichen Spotmarktpreises.

Quelle: EEX Leipzig, IfnE-Berechnungen

Der so ermittelte durchschnittliche Strombezugspreis zur Berechnung der bundesweiten, durchschnittlichen Differenzkosten liegt mit rund 7 €/MWh knapp 20% über dem Durchschnittspreis für das Jahr 2005 und bildet damit die deutlichen Preissteigerungen in 2005 und 2006 ab, die über das Beschaffungsverhalten zeitlich verzögert in die Preisbildung eingehen.

Ausblick:

Für das Jahr 2007 wird der durchschnittliche Bezugspreis aufgrund der zeitverzögerten Abbildung über das Beschaffungsverhalten wiederum höher ausfallen als 2006, obwohl sich an der Strombörse derzeit eine Stabilisierung des dortigen Preisniveaus bei rund 50 €/MWh abzeichnet.

¹ Wenzel, B.; Diekmann, J.: Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Veröffentlicht unter www.bmu.de