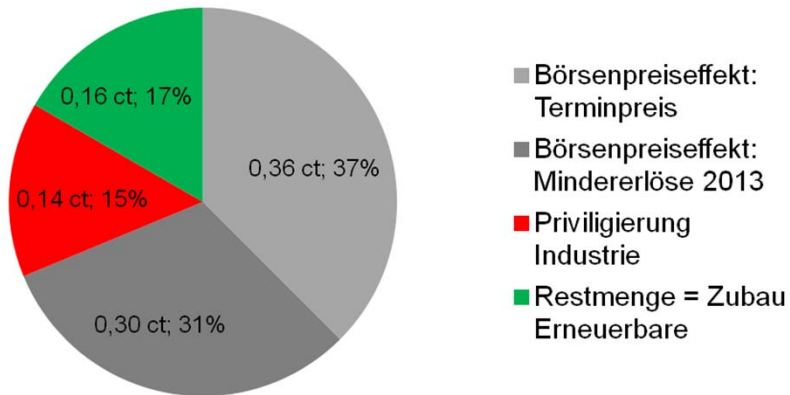

Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes

Endbericht

Stuttgart, 22.10.2013

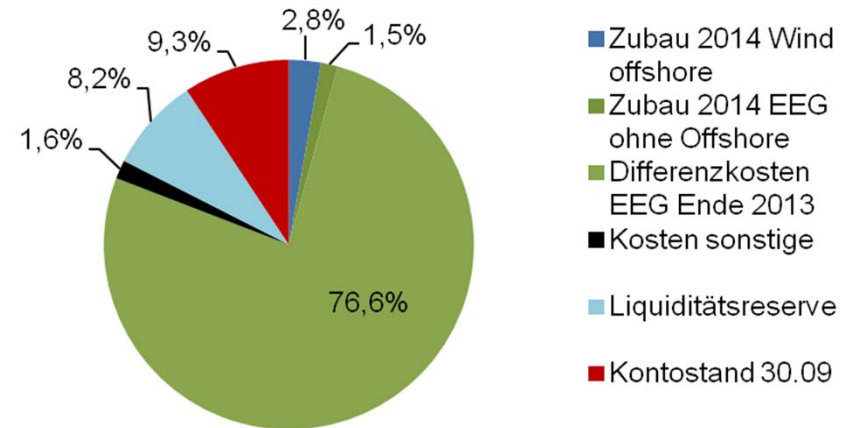
0. Der Zubau von EEG-Anlagen beeinflusst die EEG-Umlage nur marginal

Verantwortlich für Umlagenerhöhung 2014



*Eigene Darstellung, Daten Öko-Institut

Aufteilung Verwendung Umlage 2014



Eigene Darstellung, Daten: Gutachten zur Umlage 2014

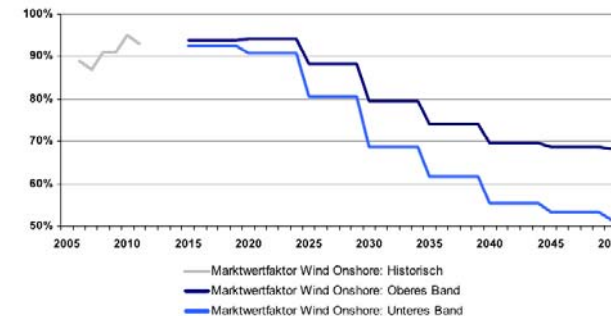
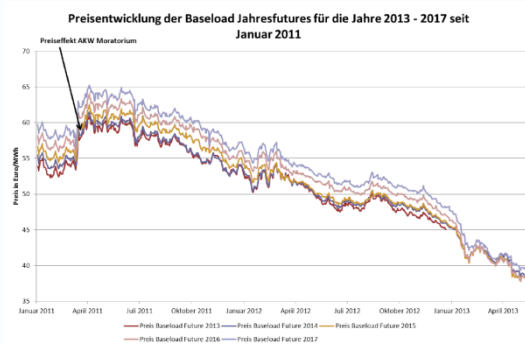
Bei der Wahl des künftigen Finanzierungsmodells für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist die Wirkung auf die EEG-Umlage kein entscheidender Faktor

1. Zielsetzungen und Gutachtenrahmen

- Im Jahr 2020 soll der Anteil Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung mindestens 35% (EEG, § 1 Abs. 2) bzw. 40% (Altmaier-Angebot) betragen
- In dem Gutachten geht es daher um
 - die Zielperspektive 40% EE-Anteil
 - den Zeithorizont bis etwa 2020

2. Zur Notwendigkeit eines EE-Finanzierungsmodells

- Die Erlösperspektiven von EE-Anlagen in den Spot-, Termin- und Regelenergiemärkten reichen auf absehbare Zeit nicht aus, eine Finanzierung dieser Anlagen zu ermöglichen.
- Das gilt umso mehr, als die EE im derzeitigen Energy-Only-Markt zur Reduzierung der Preise zumindest auf den Großhandelsmärkten führen („Merit Order Effekt“) und sich dadurch ihre eigenen Erlöse kannibalisieren.



Zur Erreichung der Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind weiterhin Finanzierungsmodelle zwingend notwendig; die existierenden Strommärkte allein werden die Finanzierung nicht leisten können.

3. Das Spektrum der EE-Finanzierungsmodelle

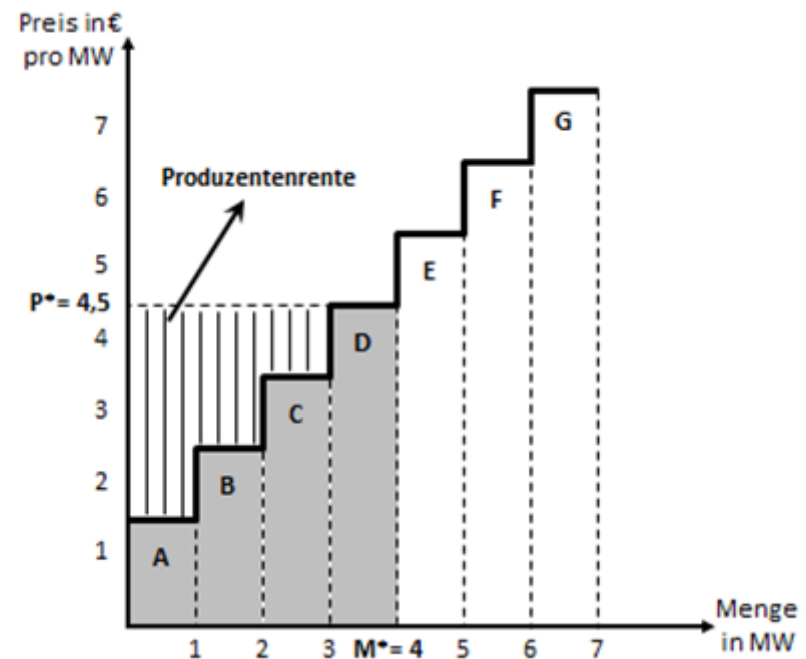
technologiespezifische / regional differenzierte Modelle						technologieneutrale Modelle						
Einspeisevergütung		Prämienmodelle						Prämienmodelle				Quote
		Marktprämie (in ct/kWh)				fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		fixe Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		
		gleitend		fix (ex ante)								
		admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	
phys. Wälzung	treuhände- rische Vermarktung											

- In dem vorliegenden Gutachten werden ausschließlich **Vermarktungsmodelle** betrachtet, da sie das gegenwärtige Modell modifizieren und deshalb gut einzuschätzen sind. Zu Wälzungsmodellen wären hingegen noch eine Reihe offener Fragen zu klären.
- **Technologieneutrale** Finanzierungsmodelle wie das Quotenmodell oder eine technologieneutrale fixe Prämie sind nicht kosteneffizient, führen zu überhöhten Produzentenrenten und bergen zudem das Risiko kostspieliger Technologiesprünge. Sie scheiden daher als sinnvolle Optionen aus.

Technologieneutrale Modelle maximieren Produzentenrenten

technologieneutrale Modelle

Prämienmodelle				Quote
fixe Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		
admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	



4. Technologiespezifische Vermarktungsmodelle (1)

- Sämtliche technologiespezifischen und evtl. regional differenzierten Prämienmodelle setzen auf Vermarktung der EE in den bestehenden Teilmärkten, insbesondere in den Großhandelsmärkten. Hier wird unterschieden zwischen einer **Marktprämie** in ct/kWh und einer **Kapazitätsprämie** in €/kW. Je nach Zielsetzung ist das eine oder das andere Modell geeigneter.
- Sämtliche Prämienmodelle lassen sich als mit administrativ festgelegten Prämien oder mit **Ausschreibungen** gestalten.

4. Technologiespezifische Vermarktungsmodelle (2)

Bedenken gegen eine unmittelbare Einführung von Ausschreibungsverfahren

- Häufige Zielverfehlungen im Ausland lassen an der Zielsicherheit des Instruments zweifeln
- Ausschreibungsverfahren erfordern einen hohen administrativen Aufwand
- Ausschreibungsverfahren begünstigen möglicherweise größere Unternehmen und Anlagenklassen; eine reduzierte Anzahl möglicher Bieter erschwert die Marktmachtbegrenzung
- Regionale Ausschreibungen benötigen eine politische Einigung, wo wie viel und welche Art von EE-Leistung installiert werden soll

Ausschreibungen sind eine sehr interessante Alternative zur administrativen Festlegung von Vergütungen. Vor ihrer möglichen Einführung sind jedoch noch viele Umsetzungsfragen zu beantworten.

4. Technologiespezifische Vermarktungsmodelle (3)

Prämienmodelle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Anreize und Wirkungen auf die Märkte und Inflexibilitäten

■ Kapazitätsprämien

- geben stets sehr starke Anreize zur bestmöglichen Vermarktung der EE-Anlagen
- bewirken ein Abschalten/Abregeln der EE-Anlagen bei Börsenpreisen unter 0 ct/kWh
- dämpfen negative Börsenpreise erheblich und entlasten dadurch die EEG-Umlage
- schwächen dadurch den Anreiz zur Flexibilisierung von konventionellen Anlagen und verbessern deren Markterlöse

■ Marktprämien

- geben als gleitende Marktprämie weniger starke Anreize zur bestmöglichen Vermarktung
- bewirken ein Abschalten/Abregeln von EE-Anlagen erst in Höhe des negativen Betrages der Prämie
- dämpfen dadurch negative Börsenpreise weniger als Kapazitätsprämien und entlasten die EEG-Umlage weniger
- erhalten weitgehend den Flexibilisierungsanreiz für konventionelle Anlagen

Die Entscheidung für eine Vermarktung Erneuerbarer Energien ist die Entscheidung für ein Prämienmodell. Ob eine Markt- oder eine Kapazitätsprämie gewählt wird, hängt entscheidend von der Zielsetzung ab, die damit verfolgt werden soll.

5. Bewertung und Auswahl von Modellen (1)

technologiespezifische / regional differenzierte Modelle						technologieneutrale Modelle	
Einspeisevergütung		Prämienmodelle					
		Marktprämie (in ct/kWh)				fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)	
		gleitend		fix (ex ante)			
		administrativ festgelegt		administrativ festgelegt		administrativ festgelegt	
	treuhänderische Vermarktung						

Das Spektrum der aktuell in Frage kommenden Finanzierungsmodelle für EE ist überschaubar.

6. Abschied vom EEG-Einheitsmodell

	PV	Wind Onshore	Wasserkraft	Wind Offshore	Biomasse	Geothermie
Steuerbar mit gesicherter Verfügbarkeit?	Nein	Nein	Teilweise und eingeschränkt	Nein	Ja	Ja
Stand der Technik	Starke Lerneffekte (in Lernkurve)	Mittlere Lerneffekte (in Lernkurve)	Ausgereift	Am Anfang der Lernkurve	Überwiegend ausgereift	Noch nicht routinemäßig beherrscht
Kosten aus technischen Risiken im Einzelfall der Anlageninvestitionen	Gering	Gering	Gering	Hoch	Gering	Sehr hoch
Kapitalintensität	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Weniger hoch	Sehr hoch
Größe der Anlagen	Sehr klein bis groß	Klein bis sehr groß	Klein bis sehr groß	Sehr groß	Klein bis groß	groß

**Gemeinsame
Betrachtung sinnvoll**

**Einzelbetrachtungen
sinnvoll**

Das bisherige einheitliche Vergütungsmodell des EEG wird den Charakteristika der unterschiedlichen EE-Technologien nicht gerecht; daher sollten mehrere Finanzierungsmodelle passend zu den Technologien angeboten werden.

7a) Optionenmodell für den Ausbau von Wind-Onshore, PV und Wasserkraft



Um die Akteursvielfalt zu gewährleisten ist es sinnvoll, sowohl risikoscheuen als auch risikoffenen Investoren ein Finanzierungsmodell anzubieten.

Das Optionenmodell als Haupttreiber der Energiewende hat viele Vorteile

- Der Ausbau der EE ist kapitalintensiv, das Modell mobilisiert das erforderliche Kapital durch Erhalt der Akteursvielfalt
- Technologiespezifische Vergütung vermeidet überhöhte Produzentenrenten und erhält einen breiten Technologie-Mix zur Risikodifferenzierung
- Standortspezifische Vergütung liefert einen Beitrag zum netzverträglichen Ausbau der EE
- In beiden Modellen wird die Vermarktung so verbessert, dass stark negative Börsenstrompreise vermieden werden und damit die EEG-Umlage entlastet wird
- Andererseits bleibt der wirtschaftliche Anreiz bestehen, inflexible Kraftwerke zu flexibilisieren oder aus dem Markt zu nehmen
- Investoren erhalten einen Anreiz, Standorte mit gut ausgebauten Netzen zu entwickeln
- Das Innovationspotenzial der Option „Integrationsmodell“ kann behutsam getestet werden

7b) Bioenergieanlagen als regelbare Erneuerbare Energien mit relativ hohen Grenzkosten erfordern ein spezielles Finanzierungsmodell

Finanzierungselemente für Bioenergieanlagen:

- Fixe Marktprämie auf jede eingespeiste kWh in Höhe der Differenz zwischen dem angestrebten maximalen Gebotsniveau (z.B. 2 ct/kWh) und den tatsächlichen (prognostizierten) Brennstoffkosten der Anlage ermöglicht sachgerechte Platzierung in der Merit Order
- Fixe Kapazitätsprämie in €/kW ermöglicht unter Berücksichtigung der prognostizierten Wärmeerlöse und der möglichen Vermarktung in den Regelenenergiemärkten den Bau der Anlagen
- Insgesamt wäre es zielführend, für die Finanzierung der Herstellung und Aufbereitung der Biomasse einen gemeinsamen Topf zu schaffen, in dem die Finanzströme der beteiligten Sektoren – Agrar- und Forstsektor sowie Entsorgungssektor - zusammenlaufen.

Die Finanzierung neuer Bioenergieanlagen sollte zukünftig über eine Kombination aus einer fixe Markt- und Kapazitätsprämie erfolgen.

7c) Offshore-Windanlagen werden automatisch dem Integrationsmodell zugeordnet. Das Verfahren hat zusätzliche spezifische Charakteristika

Besonderheiten bei Offshore:

- Eine staatliche **zentrale Instanz** stellt entwickelte, genehmigungsfähige Standorte in einem **Ausschreibungsverfahren** zur Verfügung
- **Koordination** des Ausbaus mit Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans
- Bieter geben verschlossene Gebote ab - „**sealed auction**“
- Den Zuschlag erhält das Gebot, das auf Basis der geforderten **Kapazitätzahlung** [€/MW] zu den niedrigsten spezifischen Refinanzierungskosten [ct/kWh] führt.

„Integrationsmodell“

- Professionelle Investoren
- Höheres Risiko
- Risiko-adäquate Rendite

Vergütung

- Fixe jährliche Kapazitätsprämie €/kW administrativ festgelegt
- Mindestverfügbarkeitsnachweis
- Abschöpfung von Überrenditen bei hohen Strompreisen
- Garantierter Mindest-Stromerlös

Vermarktung

- Direktvermarktung obligatorisch

Die Finanzierung von Offshore-Windanlagen sollte zukünftig über eine fixe Kapazitätsprämie – ermittelt in einem Ausschreibungsverfahren – erfolgen.

7d) Die Finanzierungsmodelle auf einen Blick

	Wind-Onshore	PV	Wasser-kraft	Biomasse	Wind-Offshore	Geothermie
Einspeisevergütung	X	X	X			
fixe Marktprämie						
* administrativ festgelegt				X		
* durch Ausschreibung						
Kapazitätsprämie						
* administrativ festgelegt	X	X	X	X		
* durch Ausschreibung					X	
obligatorische DV	X	X	X	X	X	X
Investitionszuschuss						X
(Bürgschaft)						X

 Option A: Bürgermodell

 Option B: Integrationsmodell

8. Flexibilitätsoptionen sind als Flankierung der EE notwendig

Anreize für Flexibilisierung:

- Negative Börsenpreise sind ein Indiz für Inflexibilität im Kraftwerkspark
- Das Abregeln von EE-Anlagen in Überschusssituationen ist volkswirtschaftlich sinnvoll, führt jedoch zur Reduktion Anreizes
- ➔ Daher wird ein Modell vorgeschlagen, das inflexible Anlagen pönalisiert
- ➔ Die Pönale kann aus der hinterlegten Angebotskurve der Strombörse abgeleitet werden, die sich ohne Abregelung ergeben hätte

Perspektive von Flexibilitätsoptionen:

- Derzeit ist ausreichend Flexibilität vorhanden
- Zukünftig ist es notwendig, den thermischen Kraftwerkspark mit flexibleren Kapazitäten zu gestalten
- ➔ Investments in neue hocheffiziente Erzeugungseinheiten sind unter derzeitigen Marktbedingungen nicht abzusehen
- ➔ Ergänzende Kapazitätsmechanismen erscheinen sinnvoll

Der weitere Ausbau der EE-Anlagen erfordert einen erheblich flexibleren konventionellen Kraftwerkspark als derzeit.

9. Die Rahmenbedingungen bei den Netzen müssen erforderliche Investitionen sicherstellen. Netznutzer müssen verursachungsgerechte

Wesentliche Kernprobleme:

- Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze ist auf allen Spannungsstufen erforderlich.
- Sinnvolle Maßnahmen zur Optimierung des Netzausbaus (u.a. kurzzeitige Abregelungen, rONT, steuernde Eingriffe, etc.) sollten umgesetzt werden
- Der Zeitverzug bei der Anreizregulierung ist ein Investitionshemmnis
- Eigenerzeugung reduziert zunehmend die Umlagebasis für Netzentgelte

Lösungsvorschläge

- Umsetzung Vorschlag Bundesrat zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens
- Teilweise entschädigungslose Abregelungen bei Netzengpässen
- Am Ziel des bedarfsgerechten Netzausbaus sollte festgehalten werden
- Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zur besseren Berücksichtigung der Kapazitätsvorhaltung (z.B. höherer Anteil Grund- oder Leistungspreiskomponente)

**Der Zeitverzug der Anreizregulierung muss beseitigt werden.
Alle Netznutzer müssen einen kostenverursachungsgerechten Preis für die
Vorhaltung der Netzkapazität zahlen.**

Auftraggeber:

Baden-Württemberg Stiftung gGmbH
Kriegsbergstr. 42
70174 Stuttgart

Auftragnehmer:

IZES gGmbH (Federführung)
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Prof. Dr. Uwe Leprich
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
E-Mail: leprich@izes.de

Prof. Dr. Peter Bofinger
Lehrstuhl VWL I – Universität
Würzburg
Sanderring 2
97070 Würzburg

BET Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Dr. Michael Ritzau
Alfonsstr. 44
52070 Aachen
Tel.: +49-(0)241-47062-420
Fax: +49-(0)241-47062-600
E-Mail:
michael.ritzau@bet-aachen.de

Autoren: U. Leprich, K. Grashof, H. Guss, U. Klann, A. Weber, A. Zipp (alle IZES)
P. Bofinger (Universität Würzburg)
M. Ritzau, R. Kremp, R. Schemm, L. Schuffelen (alle BET)

Saarbrücken, Würzburg, Aachen, den 10.10.2013