

Zukünftiges Strommarktdesign und zukunftsfähige Finanzierungsmechanismen für erneuerbare Energien

German Renewables Conference

Hamburg, 14. November 2013

Dr. Helmuth-M. Groscurth
helmuth.groscurth@arrhenius.de



Das Institut

Privater Think Tank	unabhängige Expertise für Entscheidungsträger in Politik, Wirtschaft und Verwaltung
Kompetenzfelder	<ul style="list-style-type: none">• Analyse von Geschäftsmodellen im Zusammenhang mit der Energiewende• Energiemarktdesign• Systemanalysen zum Zusammenwirken erneuerbarer Energien• regionale Energie- und Klimaschutzkonzepte
Juristische Person	arrhenius consult gmbh
Sitz	Hamburg
Gründung	2005
Gesellschafter	Dr. Helmuth-M. Groscurth und Dr. Sven Bode
Namenspatron	<p>Svante Arrhenius</p> <ul style="list-style-type: none">• schwedischer Physiker und Chemiker (1859 -1927)• erkannte schon 1895 als Erster die Bedeutung des Kohlendioxids für das Klima der Erde und sagte den anthropogenen Klimawandel voraus





Energiewende – Politische Ziele

■ Klimaschutz

- Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 80%

■ Stromerzeugung

- 2020: Anteil erneuerbarer Energien > 35%
- 2050: Anteil erneuerbarer Energien \geq 80%
- Ausstieg aus Kernenergie bis 202x

■ Prämissen der Energieversorgung

- Versorgungssicherheit
- Umweltschutz
- ökonomische Effizienz

Überarbeitung der Finanzierung der Stromerzeugung (aus erneuerbaren Energien)



Heute	Künftig		
Zwei Welten: <ul style="list-style-type: none"> - „Energy-only“ Markt für konventionelle Stromerzeugung - EEG für erneuerbare Energien 	Eine Welt mit neuer Unterscheidung: <ul style="list-style-type: none"> - dargebots-abhängige Technologien (ungesicherte Leistung) - dargebots-unabhängige Technologien (gesicherte Leistung) 	Mengen-Markt-Modell	Mengen-Markt-Modell 2.0
Preissteuerung über feste Vergütung	Mengensteuerung		
feste Vergütung staatlich bestimmt, technologiespezifisch	Wettbewerb um Höhe der Vergütung über Auktionen nach Technologieklassen		
Standard: „Central Buyer“ (Netzbetreiber) Optional: Marktprämienmodell	Wettbewerb durch Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie		
=> Investitionssicherheit durch staatlich bestimmte feste Vergütung über 20 Jahre	=> Investitionssicherheit durch langfristige Abnahmeverträge (15-20 Jahre) zu festen Konditionen		

Probleme bei der heutigen Organisation der Stromerzeugung



- EEG
 - mangelnde Steuerung des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten
 - Kostensteigerung
 - administrative Bestimmung der Vergütung
 - nur teilweise Anreize zur Optimierung der Fahrweise
 - keine Fokussierung auf Backup bei gesicherter Leistung

- Energy-only Markt / konventionelle Anlagen
 - kaum Anreize für Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten
 - Gefährdung von Bestandskraftwerken durch sinkende Börsenpreise und sinkende Nutzungsdauer
 - keine Lenkungswirkung mehr durch CO₂-Preis

Instrumente für die Finanzierung von Investitionen



Preissteuerung			Mengensteuerung			
Einspeisetarif	Marktprämie		Quotenmodell		Ausschreibung	
mit fester Vergütung	mit fester Marktprämie	mit variabler Prämie, die vom Strompreis abhängt	mit Zertifikatehandel	ohne Zertifikatehandel; Verpflichtung der Lieferanten	von elektrischer Arbeit (Lieferverträge)	von elektrischer Leistung (Verfügbarkeit)



Warum ist ein Quotenmodell ungeeignet?

■ Quotenmodell

- Festlegung von (wachsenden) Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung / am Stromverkauf
- Abwicklung über handelbare Zertifikate
- => zwei Einkommensströme für Betreiber
 - Direktvermarktung des Stroms
 - Zertifikate

■ Nachteile

- volles Marktpreisrisiko für Strom und Zertifikate beim Betreiber
 - zwei Einkommensströme, deren Höhe erst im Betrieb ermittelt wird
 - führt zu Risikoaufschlägen
- Preisbildung für Zertifikate problematisch, da Grenzkosten \approx null
- System muss über vollen Verpflichtungszeitraum aufrecht erhalten werden



Warum sind Fixprämien ungeeignet?

■ Fixprämie

- feste Prämie für Strom aus erneuerbaren Energien (€ / kWh)
zusätzlich zu Erlösen aus Direktvermarktung
- über längeren Zeitraum (15-20 Jahre)
- ermittelt über Auktion

■ Nachteile

- Deckung der Vollkosten unsicher (oder Windfall Profits)
- volles Strompreisrisiko beim Betreiber
 - Konkurrenz um beste Strompreisprognose, nicht um beste Technologie

■ Sonderfall: staatlich bestimmte Fixprämie

■ Nachteile

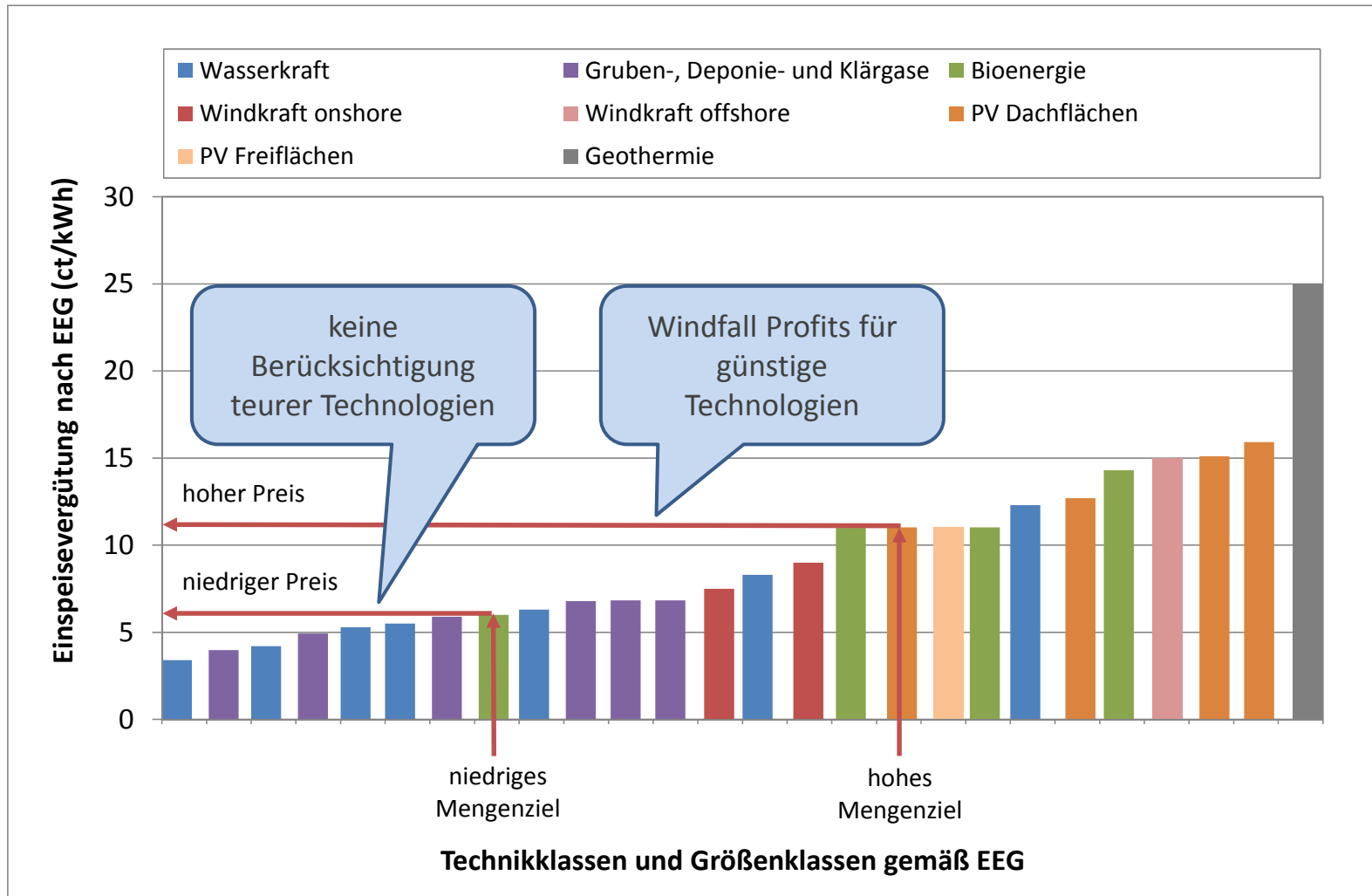
- Der Staat muss die Strompreisprognose erstellen, um die Höhe der Fixprämie festzulegen.
- Warum sollte der Staat dies besser können als die Unternehmen?



Element

- Differenzierung nach Technologien
- Vergütung abhängig von der Standortgüte
(Beispiel Referenzertragsmodell für Windkraftanlagen im EEG)
- Differenzierung nach Anlagengröße
- regionale Differenzierung
- dezentrale Vermarktung
- Zahlung auf Basis elektrischer Arbeit oder elektrischer Leistung

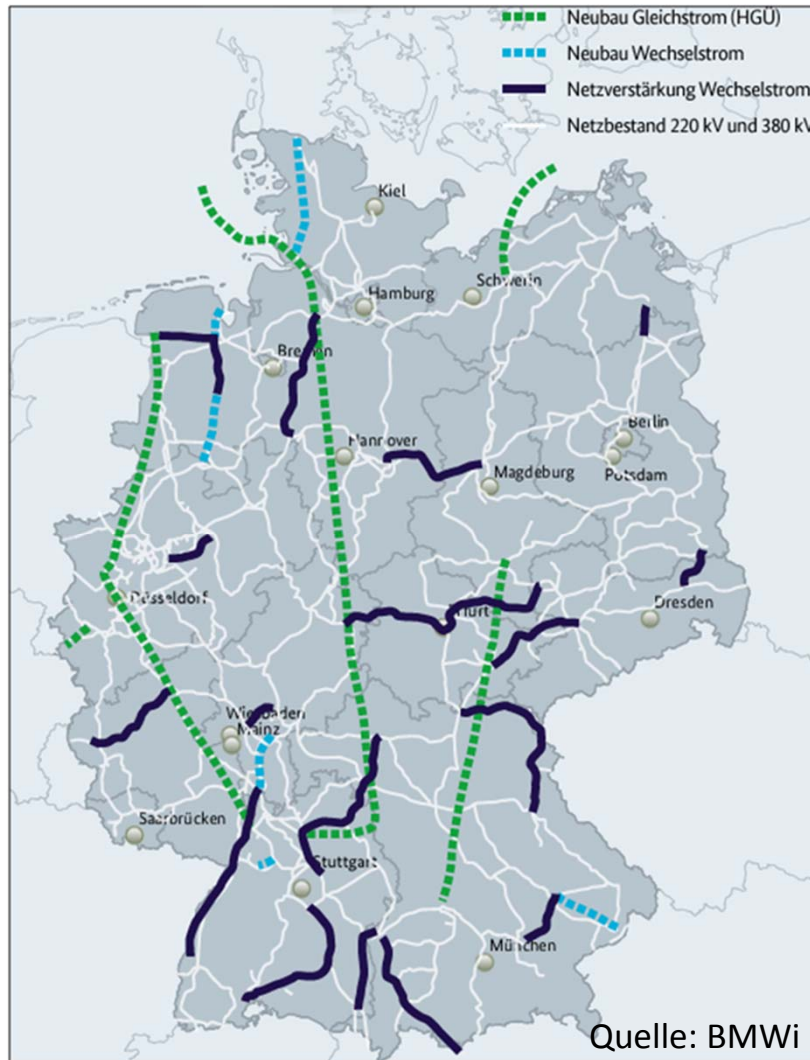
Warum muss die Finanzierung technologie-spezifisch erfolgen?



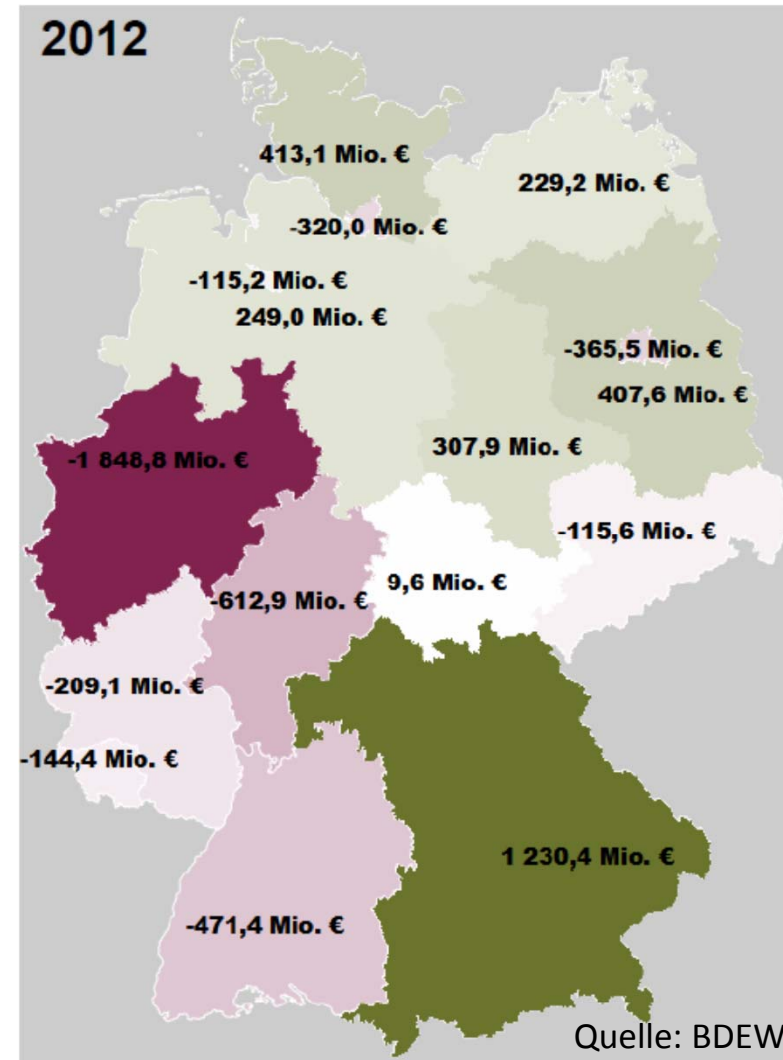
Warum ist regionale Steuerung sinnvoll?



Netzausbauplanung



EEG-Finanzierungssalden





Warum ist dezentrale Vermarktung hilfreich?

- Anreize zur optimalen Fahrweise der Anlagen
- Anreize zur Einhaltung von Fahrplänen
- Möglichkeit zur Vermarktung von Systemdienstleistungen
- Anreize bei Investition
 - z.B. PV-Anlage nach Ost oder West



Was geschieht mit dem Einspeisevorrang?

- bei Direktvermarktung
 - Strom aus Wind- und Sonnenenergie hat Grenzkosten nahe null
 - => wird an der Börse vorrangig abgenommen
 - => keine Bevorzugung nötig

 - wenn Börsenpreise negativ
 - => kein Bedarf
 - => Abregelung sinnvoll
 - => Ausgleich erforderlich
 - über Höhe der Vergütung
 - über Kompensation

- bei Netzengpässen
 - Vermeidung von Netzengpässen durch
 - Netzausbau
 - regionale Steuerung des Zubaus (Zonen)
 - ansonsten: Abregelung vorsehen (Entschädigung reduzieren)



Kernelemente des Mengen-Markt-Modells

- **Mengensteuerung**
 - Mengengerüst vorab durch Politik festzulegen

- **Wettbewerb** um Vollkosten durch Auktionen
 - für neue Anlagen
 - Design durch Auktionsexperten

- **Ein Markt, aber Trennung** nach
 - dargebots-abhängigen Technologien -> Vergütung auf Arbeit
 - **Windenergie, PV**
 - dargebots-unabhängigen Technologien -> Vergütung auf Leistung (= Kapazitätsmarkt)
 - **Biomasse**

- zusätzlich möglich: Wettbewerb um Einsatzreihenfolge (Dispatch)
 - analog Marktprämienmodell

- Mengenverschiebung bei Abregelung

Mengenverschiebung / variable Vertragsdauer



Jahr	1	2	3	4	5	...	19	20	21	22	Summe
erwartete Vergütung (MWh)	50	50	50	50	50	...	50	50	0	0	1.000
tatsächliche Einspeisung	50	50	30	50	50	...	50	50	50	50	
tatsächlich vergütete Menge (MWh)	50	50	80	70	50	...	50	0	20	0	1.000

Jahr	1	2	3	4	5	...	19	20	21	22	Summe
erwartete Vergütung (MWh)	50	50	50	50	50	...	50	50	0	0	1.000
tatsächliche Einspeisung	50	50	80	70	50	...	50	50	50	50	
tatsächlich vergütete Menge (MWh)	50	50	80	70	50	...	50	0	0	0	1.000

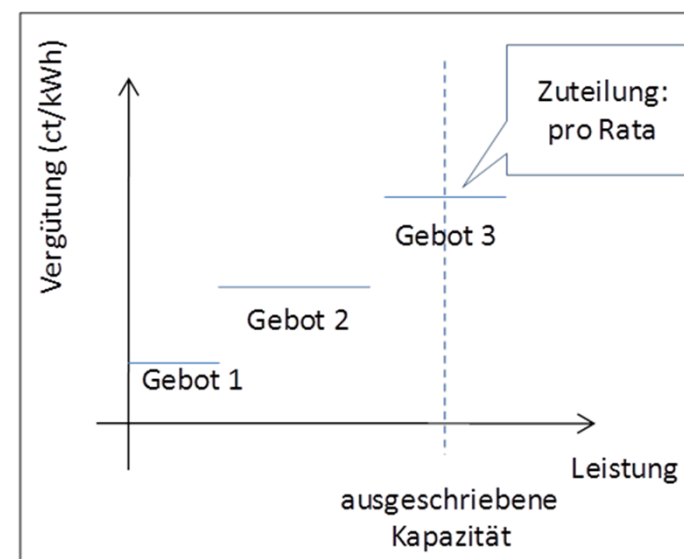


Was wird versteigert?

- Auktionen erfolgen regelmäßig
 - z.B. quartalsweise
- Mengen können mit Netzausbau etc. synchronisiert werden
- Gebote auf Teilmengen sind zulässig!

■ Beispiele

- dargebots-abhängige Technologien
 - Anrecht auf einen Liefervertrag für Strom aus 100 MW Windkraft an einem beliebigen Ort; einzulösen innerhalb von 3 Jahren
oder
 - Liefervertrag für Strom aus 100 MW Windkraft in Schleswig-Holstein (Laufzeit 20 Jahre)



- dargebots-unabhängige Technologien
 - Kapazitätsprämie auf 100 MW Leistung aus neuen Gasturbinen in NRW mit spezifischen Anforderungen an die Verfügbarkeit und Laständerungsgeschwindigkeit (Laufzeit 10 Jahre)



- Vorteile von Auktionen
 - Gewinnung von Informationen über die tatsächlichen Gestehungskosten
 - kosteneffizienter Zubau

- mögliche Nachteile von Auktionen
 - Windfall Profits => Technologieklassen
 - Kollusion (Absprachen) => gutes Auktionsdesign
 - nicht realisierte Projekte => Zulassungsregeln
Vertragsstrafen

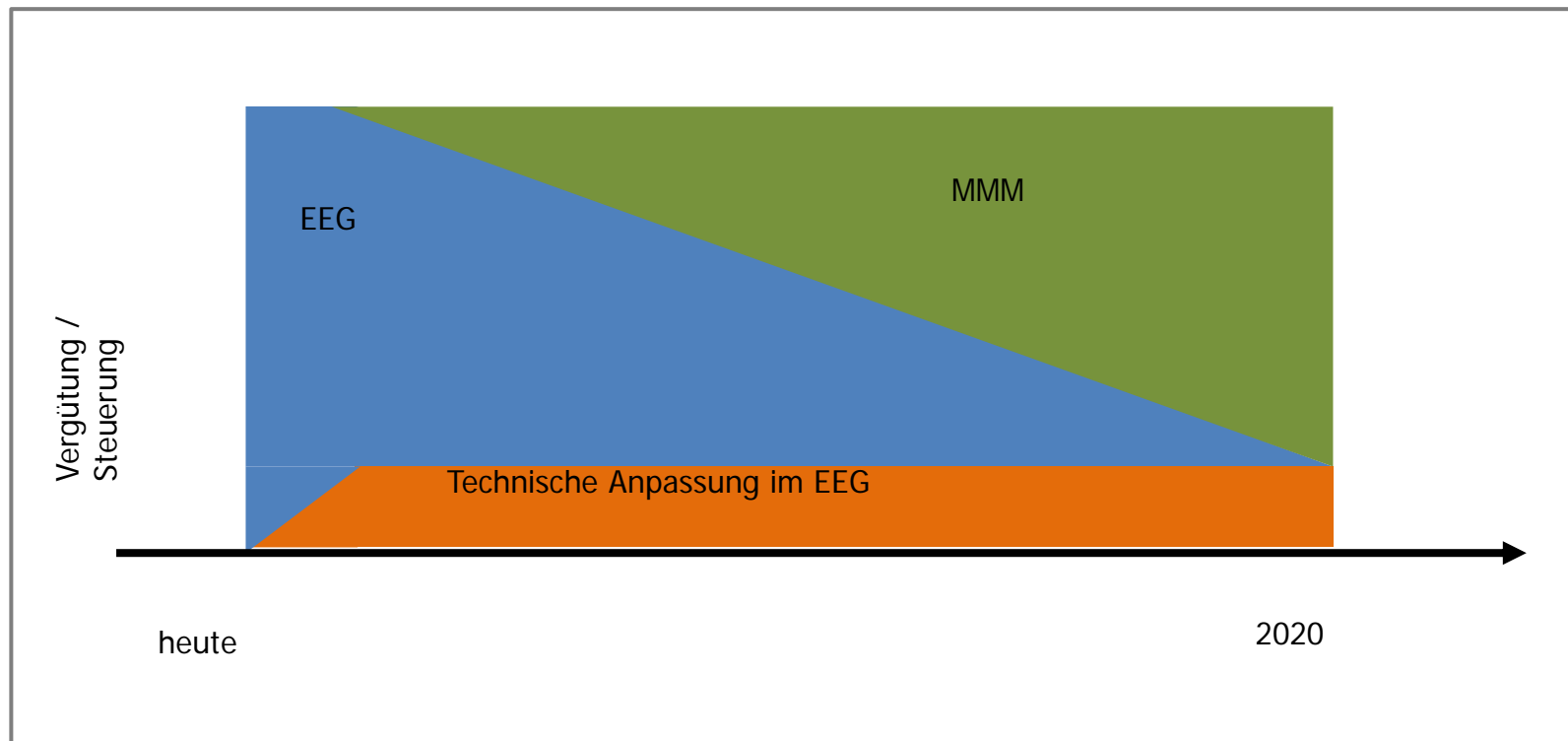
- Voraussetzungen für erfolgreiche Auktionen
 - möglichst homogenes Produkte
 - möglichst homogene Gruppe von Anbietern
 - sorgfältiges Design
 - im Dialog mit den künftigen Teilnehmern
 - Test in Laborexperimenten
 - Test in Planspielen

Beispiel für eine schrittweise Einführung des Mengen-Markt-Modells



Aspekt	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
allgemeine Aspekte							
Gesetzgebungsverfahren MMM							
Infrastruktur MMM (Ausschreibungen) aufbauen							
Kostenverteilung (Besondere Ausgleichsregelung, Eigenverbrauch)	Beschluss	Wirkung					
Vergütung bei Nichteinspeisung	Beschluss	Wirkung					
Einspeisevorrang (Börse)	Beschluss	Wirkung					
Technologiespezifische Aspekte (EEG)							
Zubaupfad PV bis 52 GW konkretisieren	Beschluss	Wirkung					
PV Vergütung - standortscharf	Beschluss	Wirkung					
Biomasse: Vergütung ändern (insbesondere Boni)	Beschluss	Wirkung					
Biomasse: Verschiebung in Markt für gesicherte Leistung	Beschluss		Wirkung mit Beginn MMM				
Technologiespezifische Aspekte MMM (dargebots-abhängig)							
Windkraft - onshore							
Ausschreibungsbeginn Windparks onshore > 50 MW			1. Ausschreibung		1. Inbetriebnahme		
Restlaufzeit EEG für Windparks onshore > 50 MW							
Ausschreibungsbeginn Windparks onshore > 25 MW				1. Ausschreibung		1. Inbetriebnahme	
Restlaufzeit EEG für Windparks onshore > 25 MW							
Ausschreibungsbeginn Windparks onshore > 10 MW					1. Ausschreibung		1. IBN
Restlaufzeit EEG für Windparks onshore > 10 MW							
Ausschreibungsbeginn WKA onshore > 50 KW						1. Ausschr.	1. IBN
Restlaufzeit EEG für WKA onshore > 50 KW							
Windkraft - offshore							
Ausschreibungsbeginn Windparks offshore					1. Ausschreibung		IBN >2022
Restlaufzeit EEG für Windparks offshore							
PV							
Ausschreibungsbeginn PV Freiflächen > 10 MW			1. Ausschreibung		1. Inbetriebnahme		
Restlaufzeit EEG für PV Freiflächen >10 MW							
Ausschreibungsbeginn PV Freiflächen > 5 MW				1. Ausschreibung		1. Inbetriebnahme	
Restlaufzeit EEG für PV Freiflächen > 5 MW							
Ausschreibungsbeginn PV Freiflächen > 1 MW					1. Ausschreibung		1. IBN
Restlaufzeit EEG für PV Freiflächen > 1 MW							
Ausschreibungsbeginn PV Anlagen > 10 KW						1. Ausschr.	1. IBN
Restlaufzeit EEG für PV Anlagen > 10 KW							

Pfad vom EEG zum Mengen-Markt-Modell





Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie Fragen?

Bitte nehmen Sie Kontakt mit uns auf:

E-Mail: info@arrhenius.de

Internet: www.arrhenius.de

Telefon: 040 / 3708 4420