



E-CONTROL

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

Wie kann der Wettbewerb am Energiemarkt mehr Dynamik gewinnen? Potenziale, Hürden und Perspektiven

7. Energiewendefrühstück
Professor Dr. Justus Haucap
Wien, 17. November 2015

Welche Herausforderungen stehen in Deutschland bevor?

- Weiterer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Umgestaltung der Förderung (Marktintegration, Wettbewerb, Technologieneutralität.....)
- Sicherstellen der netz- und erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im Gesamtmarkt als auch auf regionaler Ebene.
- Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze innerhalb Deutschlands und Europas.

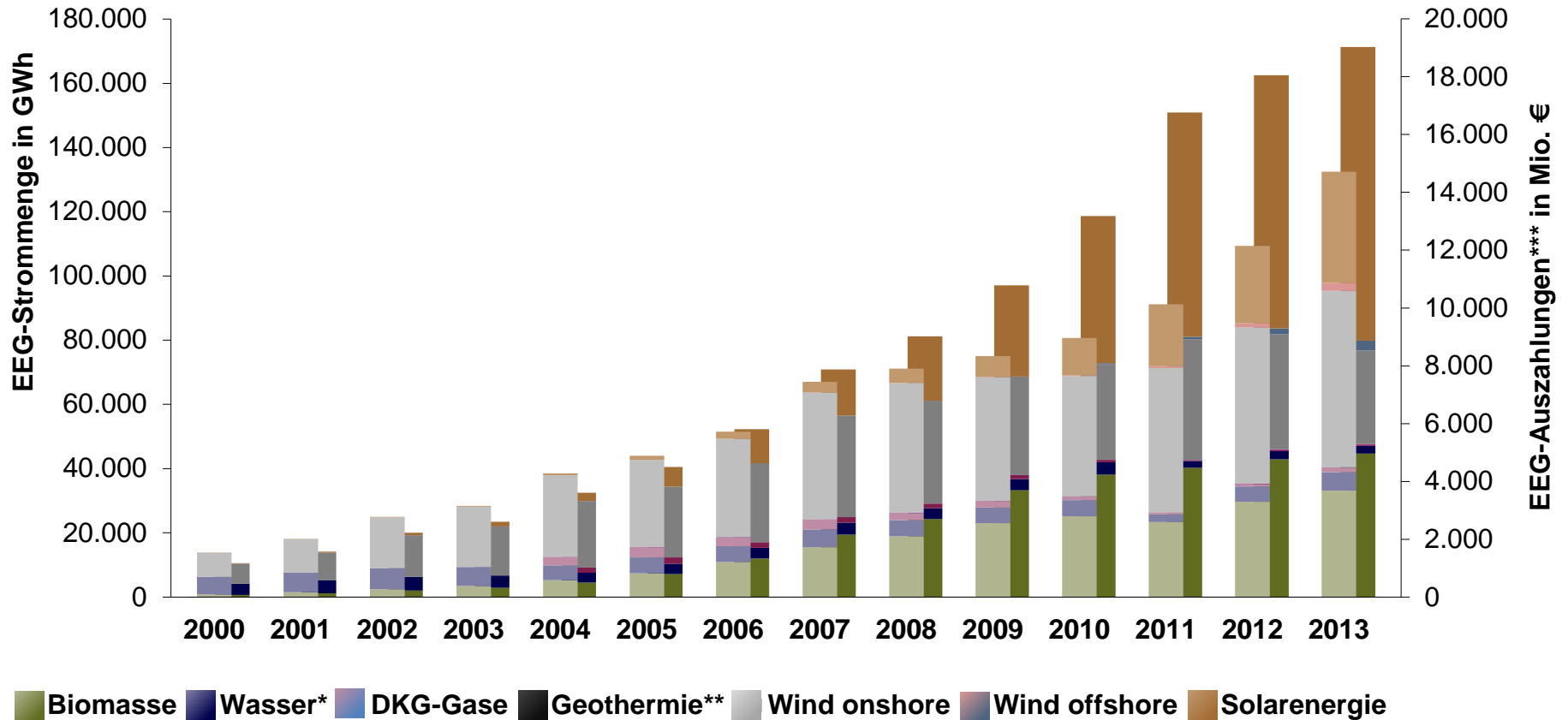
Wichtige Beobachtungen

- Beobachtung Nr. 1: Deutschland (und auch Europa) allein werden das Klima nicht “retten”, notwendig ist eine international Koalition der Willigen. Nachahmer wird es – wenn überhaupt – nur dann geben, wenn die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen und die Stromversorgung sicher bleibt.
- Beobachtung Nr. 2: Das EU ETS ist nicht nur ein effektives und effizientes Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen, sondern auch das beste Instrument, weil es (a) Effizienz garantiert (kostengünstige Reduktion) und (b) Drittstaaten eine Teilnahme ermöglicht.
- Beobachtung Nr. 3: Zusätzliche nationale oder sektorale Instrumente (wie das dt. EEG, CO2-Steuer, Verbot von Nachtspeicherheizungen, Glühbirnenverbot etc.) haben direkt keinen weiteren treibhausgasenkenden Effekt. Sie erhöhen vielmehr die Kosten des Klimaschutzes.

Energiewende und EEG

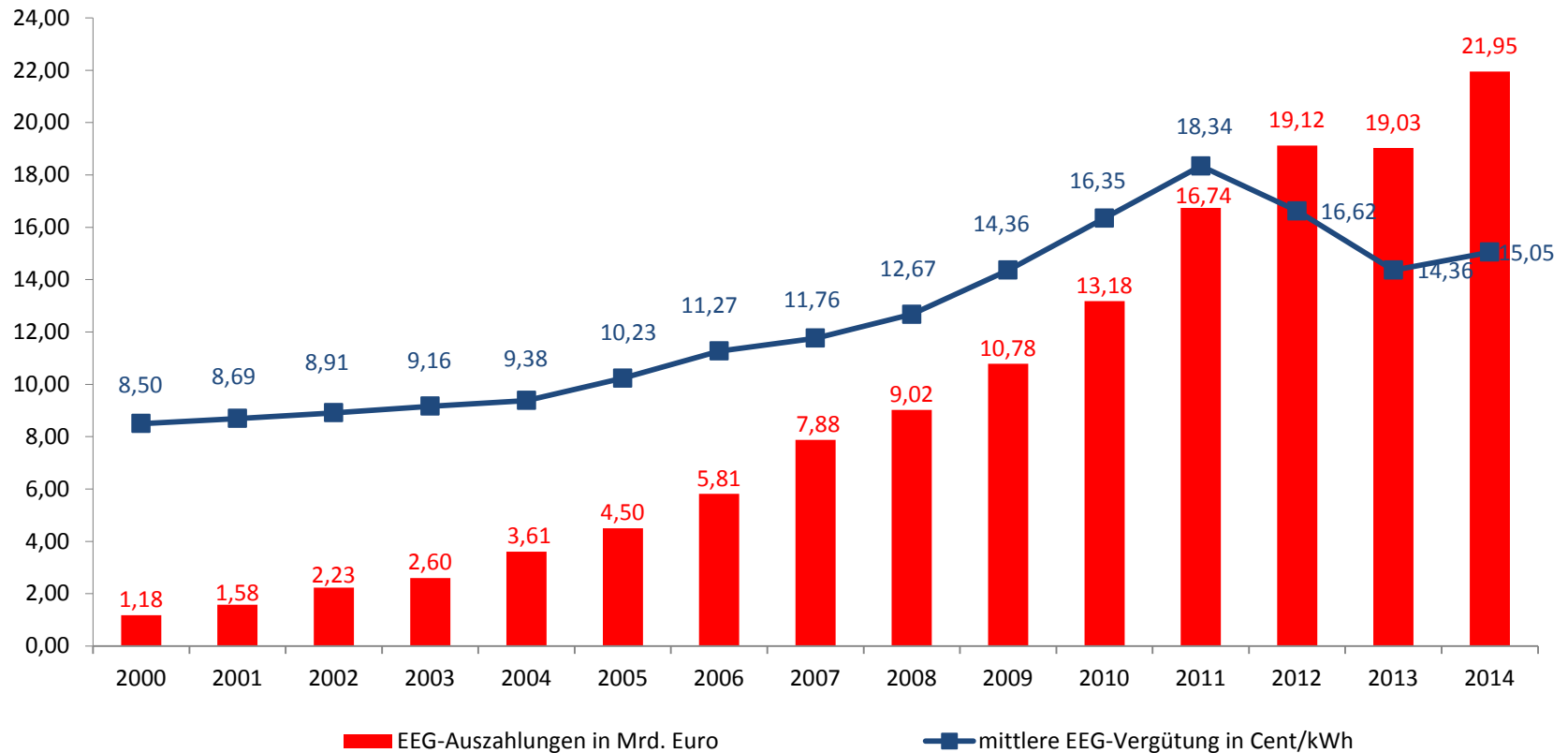
- Bisher: Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen primär durch das EEG gesteuert (Ausnahme: Eigenverbrauch aufgrund von Netzparität),
- Über 5000 staatlich festgelegte, ausdifferenzierte Fördersätze nach
 - Erzeugungstechnologie (Solar, Biomasse, Wind, Geothermie, etc.)
 - Anlagengröße,
 - Anlagenstandort,
 - Errichtungszeitpunkt.
- EEG zeichnet sich nach wie vor durch eine nahezu völlige Abwesenheit von Markt und Wettbewerb aus.
- Die Kosten sind rasant angestiegen.

EEG-Strommengen und EEG-Auszahlungen



Quelle: BDEW

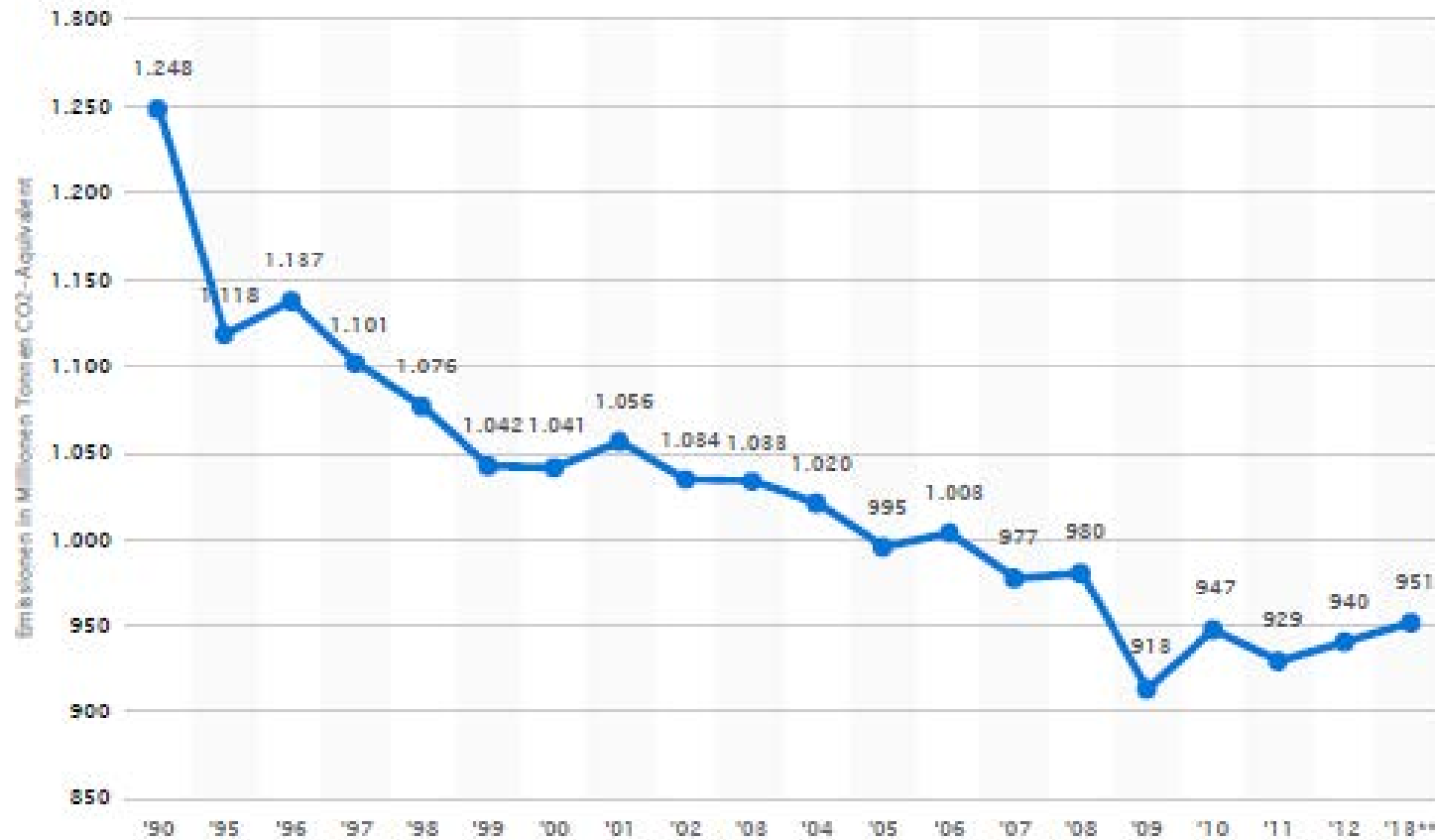
EEG-Subventionen und Ø-EEG-Vergütung



Klimapolitisches Versagen des EEG

- Zunahme des EEG-Stroms in Deutschland führt zu sinkender Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten → Preis fällt,
 - Stromproduktion mit Braunkohle wird günstiger, auch andere Industrien (Stahl, etc.) können günstiger CO₂ ausstoßen,
 - Gesamtmenge an CO₂-Ausstoß aber durch Gesamtmenge an Zertifikaten gedeckelt, nicht durch Menge an EEG-Strom berührt.
 - Klimateffekt des EEG = Null – Tragödie!!
 - In D sind die Treibhausgasemissionen von 2009 bis 2013 sogar gestiegen.
- Nota bene: Separate Förderung von EE-Strom bei effizienter Ausgestaltung des CO₂-Handels nicht notwendig
- Sinnvoll ggf. gezielte F&E-Beihilfen

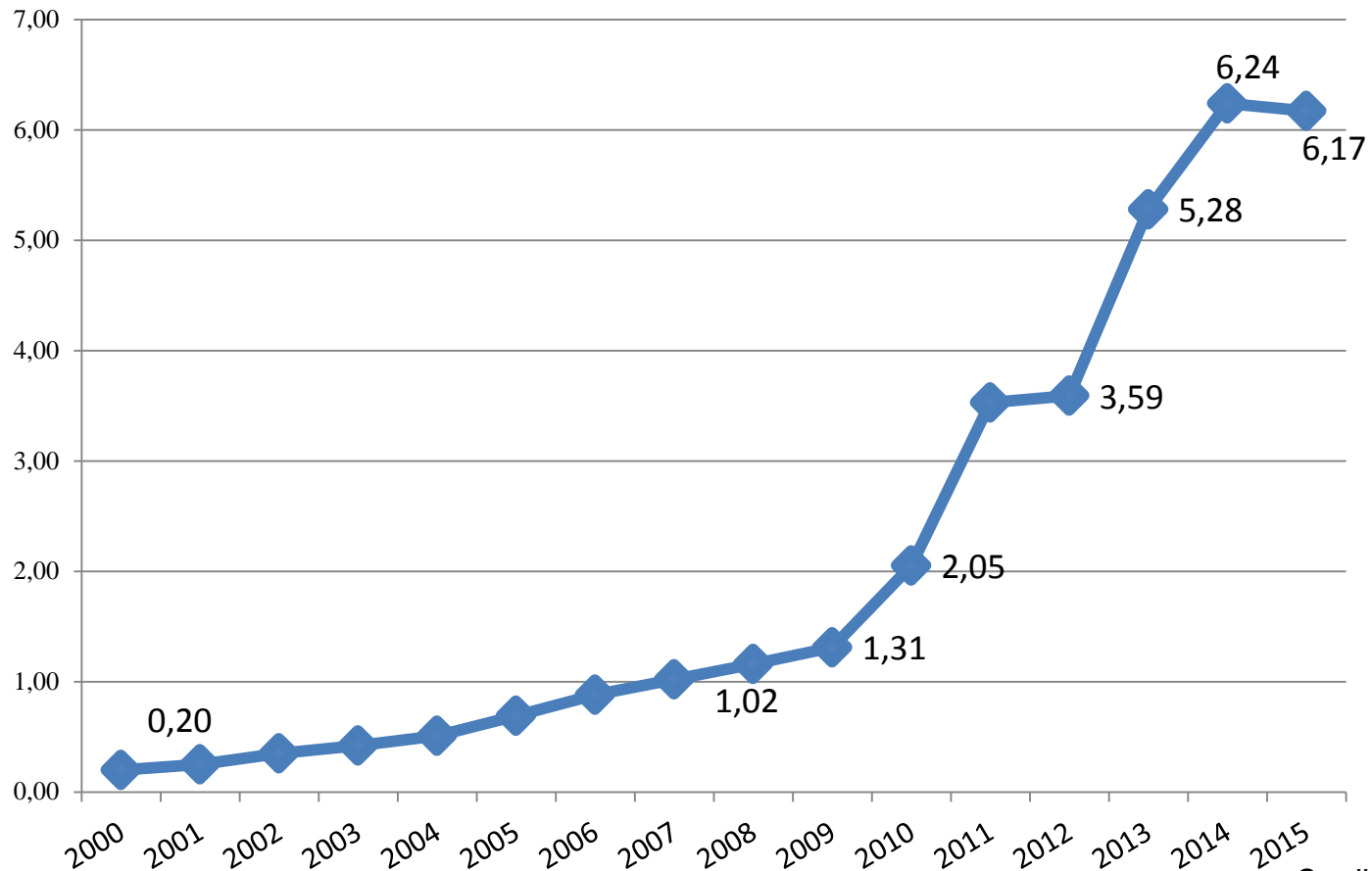
Entwicklung des CO2-Ausstoßes in Deutschland



Ordnungspolitisches Versagen des EEG

- Abnahmegarantie zu festgelegten Preisen induziert „Produce and Forget“-Mentalität, bekannt aus der EU-Landwirtschaftspolitik.
- Im Extremfall: negative Strompreise (=Entsorgungsgebühren)
- Massive Überförderung einzelner Technologien (insbesondere Solarenergie)
 - Folge 1: Massive Ineffizienz der Förderung mit gravierenden Allokationsverzerrungen (mehr als 35% aller weltweit installierten Solaranlagen (nur noch) in Deutschland),
 - Folge 2: Massive Umverteilungswirkungen
 - (a) zwischen Bundesländern
 - (b) zwischen Bevölkerungsschichten
- Einspeisetarife heute stark politische Preise.

Entwicklung des EEG-Umlage



Quelle: BDEW (2014)

EEG-Reform 2013

- EEG-Reform hat Stärken und Schwächen.
- Gut ist der Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung von EE-Strom, wenn auch nicht umfangreich genug.
- Schlecht ist das sonstige Festhalten an Planwirtschaft und technologiespezifischer Förderung.
- Ausschreibungen für großflächige Solaranlagen ein kleiner Fortschritt, richtiger Wettbewerb wäre wünschenswert.
- Stärkung des EU-ETS wäre sehr wichtig, Einbezug weiterer Sektoren (Verkehr, Wärme/Kälte (Gebäude), Landwirtschaft).
- Weitere Energieeffizienzvorschriften sind bei Einbezug des Wärmemarktes in das EU-ETS unnötig – Bürokratie abbauen!

Literaturtipp: Kronberger Kreise (2014): *Neustart in der Energiepolitik jetzt!* Berlin.

Bessere Reformen aus Sicht eines Ökonomen

- Erstbeste Option: Stärkung des EU-ETS als wesentlichem Instrument für den Klimaschutz.
- Zweitbeste Option: Zertifikatmodell (Quote) nach schwedischem Vorbild
 - Gesetzgeber macht (a) Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und (b) Letztverbrauchern in dem Ausmaß, in dem sie Strom selbst erzeugt, importiert oder an der Börse bezogen haben Vorgaben über den Anteil an EE-Strom, welche sie im Jahresdurchschnitt zu beziehen haben (Vorbild: Schweden).
 - Die Erzeuger von EE-Strom erhalten pro 100 kWh erzeugtem grünen Strom ein Grünstromzertifikat, das handelbar ist.
 - Die Pflicht des Nachweises der Grünstromzertifikate liegt vor allem bei denjenigen, die auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von elektrischer Energie (nicht Endkundenmarkt!) als Nachfrager auftreten.

Bessere Reformen aus Sicht eines Ökonomen

- Zweitbeste Option: Zertifikatmodell (Quote) nach schwedischem Vorbild
 - Um die vorgegebene Quote zu erfüllen, können EVU (z.B. Stadtwerke) selbst EE-Strom erzeugen, diesen von dritten beziehen oder die Grünstromzertifikate kaufen. Die Vertragsgestaltung zwischen Grünstromerzeugern und EVU bleibt allein diesen überlassen. EVU können Grünstromzertifikate am Markt erwerben oder auch selbst Ausschreibungen für Grünstromerzeugung vornehmen und dort auch garantierte Einspeisevergütungen anbieten oder diese aushandeln.
 - Erreichen die als (a), (b) und (c) genannten die vorgegebene Quote nicht, so ist eine Pönale in Höhe des 1,5-fachen vom durchschnittlichen Zertifikatspreis zu entrichten.
 - Wird die Quote übertroffen, so ist ein Übertrag in das nächste Jahr und darüber hinaus möglich. Im umgekehrten Fall eines „Defizits“ bei Nicht-Erreichen der Quote ist hingegen stets die Pönale fällig, eine „Nacherfüllung“ im nächsten Jahr ist nicht möglich.

Vorteile eines Zertifikatmodells

Vorteil 1: EVUs stehen zunehmend im Wettbewerb um Kunden und haben starke Anreize, die günstigsten Formen der Produktion von EE-Strom zu kontrahieren (Technologien, Standorte, Anlagengrößen).

Vorteil 2: Passgenaue Steuerung des Zubaus an EE-Kapazitäten möglich, damit auch Netzausbaubedarf besser planbar.

Vorteil 3: Modell ermöglicht Vertragswettbewerb – weniger staatliche Planung als bei öffentlichen Ausschreibungen.

Vorteil 4: Binnenmarktfähigkeit.

Kapazitätsmechanismen

- Zahlreiche Vorschläge wurden unterbreitet, wie der Energy-only-Markt durch Kapazitätsmechanismen abzulösen oder mindestens zu ergänzen sei (EWI 2012, Ecofys 2012, BDEW 2013, VKU 2013, ...)
- Wo genau liegt das (ökonomische) Problem?
Salopp ausgedrückt: Angst vor einem Stromausfall bzw. den daraus resultierenden Schäden, wenn (a) die Nachfrage so hoch sein sollte, dass sie das maximal verfügbare Angebot übersteigt und (b) trotz erheblicher Preissteigerungen die Nachfrage nicht merklich zurückgeht.

Anders ausgedrückt: Angst vor einem Marktversagen

Gibt es Marktversagen? - Folgende Argumente werden vorgetragen:

1. Der Börsenpreis kann seine koordinierende Wirkung nicht entfalten, weil viele Nachfrager keine Echtzeitpreise zahlen.

Aber: Es reicht aus, wenn einige (nämlich die Nachfragespitzen) reagieren – alle müssen gar nicht reagieren.

2. Versorgungssicherheit ist ein öffentliches Gut – niemand kann im Falle eines Blackouts Strom verbrauchen oder liefern

Aber: Systemweiter Blackout sehr unwahrscheinlich, eher sollte es „Brownouts“ geben – diese Kosten sind viel geringer

Angst vor einem Marktversagen II

Gibt es Marktversagen? - Folgende Argumente werden vorgetragen:

3. Die notwendigen Preisspitzen im Großhandel lassen sich politisch nicht durchhalten, auch weil nicht zwischen Knappheitspreisen und dem Missbrauch von Marktmacht (strategische Kapazitätszurückhaltung) differenziert werden kann.

Wenn Preisobergrenzen die erforderlichen Preisspitzen verhindern, sind Kapazitätsmechanismen in der Tat notwendig. Dies ist dann aber regulatorisch induziert und kein Marktversagen i.e.S.

Neues Strommarktgesetz-E: §1a Abs. 1 EnWG: „Der Preis für Elektrizität bildet sich nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt. Die Höhe der Preise für Elektrizität am Großhandelsmarkt wird regulatorisch nicht beschränkt.“

Marktversagen?

- Welche Belege gibt es eigentlich dafür, dass der EOM nicht funktioniert?
- Werden wirklich nicht genügend Kraftwerke gebaut?
 - Überkapazitäten!
 - Und: Durch die Diskussion selbst kommt es zu einem „Marktversagen“ (alle warten mit dem Bau, bis es Subventionen gibt)?
- Und: Reserveenergiemärkte haben bereits Charakter von Kapazitätsmärkten – Kraftwerke können auch dort vermarktet werden.

Ansatz im neuen deutschen Strommarktgesetz

- Einführung einer sog. Kapazitätsreserve
- Verworfenene Alternativen:
 - Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes,
 - Einführung eines dezentralen, umfassenden Kapazitätsmarktes.
- Zwei Teile der Kapazitätsreserve:
 - bis zu 2,0 GW Reserve für neue und flexible Kraftwerke in Süddeutschland,
 - ab 2017 2,7 GW Braunkohle, dann Stilllegung nach vier Jahren
 - Insgesamt bis zu 5% der deutschen Jahreshöchstlast (etwa 4,4 GW).
- Die Kapazitätsreserve ist die am wenigsten invasive Maßnahme, wenn auch vermutlich auch überflüssig. Weniger kostspielig jedoch als umfängliche Kapazitätsmärkte.

Kapazitätsmärkte

- Kapazitätsmechanismen drohen zu einer Fragmentierung der Märkte in Europa zu führen – vgl. auch aktuelle Sektoruntersuchung der EU KOM.
- Belege in den beiden letzten Sondergutachten der Monopolkommission.
- Der Verzicht auf weitgehende Kapazitätsmechanismen ist richtig, da ein Marktversagen des EOM nicht erkennbar ist.

- Gesetzesbegründung zum Strommarktgesetz (S.4): „Kapazitätsmärkte führen sehr häufig zu Überkapazitäten, weisen eine hohe Komplexität auf und bergen eine erhebliche Gefahr von Regulierungsversagen.“

Fragmentierung des Binnenmarktes

Tabelle 2.5: Stunden der Preisdifferenzen gegenüber Deutschland

Land	Jahr	Anteil (in % Jahresstunden)	Anteil mit Preisdifferenz > 10% des Durchschnittspreises (in % Jahresstunden)	Anteil Stunden mit $\text{Preis}_{\text{DE}} > \text{Preis}_{\text{AUSLAND}}$ (in % Preisdifferenzstunden)
Belgien	2013	67,32	58,68	7,77
	2014	71,01	53,96	1,97
Frankreich	2013	52,38	43,26	11,40
	2014	48,62	38,10	17,08
Niederlande	2013	81,11	71,59	0,02
	2014	71,32	52,00	0,05
Dänemark-West	2013	59,27	38,09	27,01
	2014	58,86	38,84	41,15
Dänemark-Ost	2013	67,01	41,00	24,16
	2014	65,45	40,42	36,75
Schweden (Malmö)	2013	81,74	51,89	31,41
	2014	82,08	51,31	47,67
Schweiz	2013	99,71	57,15	31,73
	2014	99,59	44,32	34,64

Anmerkungen: Preisdifferenz gilt, wenn $|\text{Preisdifferenz}| \geq 0,01$ EUR/MWh

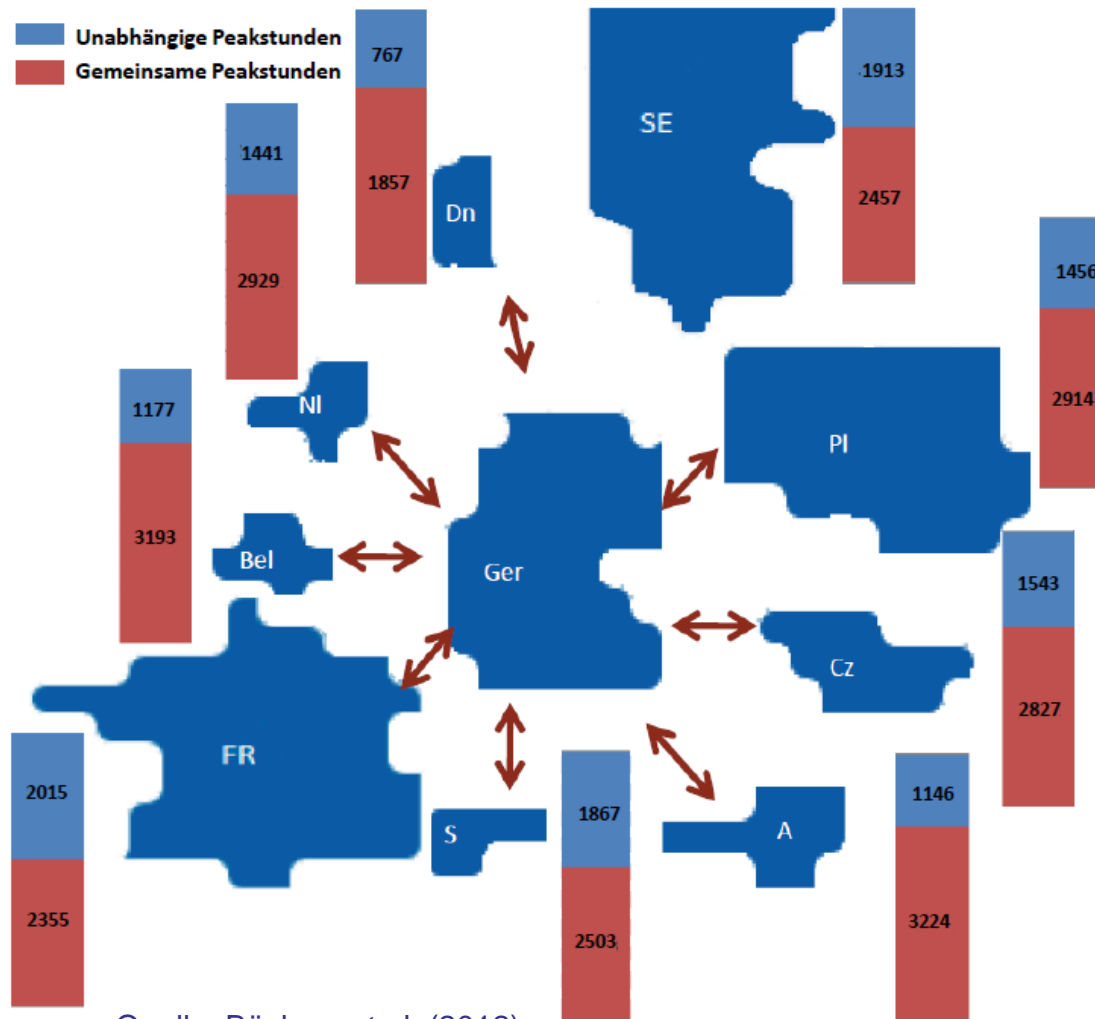
Quelle: Monopolkommission (2015)

Fragmentierung des Binnenmarktes

Stunden mit Preisdifferenzen in 2011 und 2012

Jahr	Land	Stunden mit Preisdifferenz		Ø Preis (In- und Ausland)	Ø Preis- differenz	Anteil Stunden, in denen	
		Anzahl	Anteil			Preis _{DE} > Preis _{AUSLAND}	Preis- differenz > 10% des Ø Preis
2011	Belgien	2837	32,78%	50,16	4,01	68,49%	66,62%
2012		3579	40,98%	44,85	4,97	11,57%	72,73%
2011	Dänemark Ost	7029	80,25%	49,54	4,84	66,94%	41,43%
2012		6198	70,57%	39,47	7,47	88,88%	66,49%
2011	Dänemark West	6948	79,32%	50,27	4,14	64,59%	35,13%
2012		6236	71,00%	40,08	7,11	84,91%	63,02%
2011	Frank- reich	2854	32,58%	50,01	3,96	69,76%	66,99%
2012		3138	35,73%	44,77	5,13	17,18%	70,87%
2011	Nieder- lande	1048	11,97%	51,58	1,12	17,46%	54,48%
2012		3890	44,54%	45,3	5,55	1,23%	74,91%
2011	Schweden Zone 4*	1290	88,11%	45,53	7,46	92,25%	62,56%
2012		7319	83,33%	38,4	11,68	86,86%	76,47%

Vorteile der Marktintegration nutzen!



Quelle: Böckers et al. (2012)

Die Vorteile der Marktintegration sollten auch für etwaige Kapazitätsmechanismen genutzt werden.

Oftmals fallen Peak-Stunden im In- und Ausland nämlich nicht zusammen!

Versorgungssicherheit durch Netzausbau

- Regionale Engpässe sollten durch den Netzausbau (v.a. Nord-Süd) flankiert werden sowie idealerweise auch international.
Jedoch: Eine *vollständige* Beseitigung aller Netzengepässe ist aus ökonomischer Sicht ineffizient. Frage von gesamtwirtschaftlichen Kosten und Nutzen.
- Gut: Spitzenkappung bei PV- und Windanlagen um 3 Prozent der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung bei Netzplanung im Strommarktgesetz vorgesehen.
- Bewertung: Das könnte ruhig noch weiter gehen, z.B. Abregelung von PV- und Windstrom bei Preisen < 10 Euro/MWh
- (Zudem: Modernisierungs- und Innovationsbedarf bei Verteilnetzen).

Drei Faktoren verteuern tendenziell den Netzausbau

1. Entflechtung von Netz und Erzeugung, da sowohl bei erneuerbarer als auch konventioneller Erzeugung die Planung von Kraftwerken weitgehend unabhängig von den resultierenden Netzausbaukosten erfolgt, d.h. Stromerzeuger tragen nicht die gesamten Kosten des induzierten Netzausbaus (insbes. Netzverstärkung).
2. Planbarkeit des Netzausbaus schwierig, da Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren nicht einfach zu steuern ist – Übergang zu einer stärkeren Mengensteuerung lindert dieses zweite Problem nun jedoch.
3. Mangelnde Akzeptanz für Netzausbau bei der (direkt) betroffenen Bevölkerung (NIMBY-Problem) – nun: Vorrang der Erdverkabelung.

Mögliche Lösungsansätze

- Stärkere Steuerung der Kraftwerksansiedlung, Stromeinspeisung und/oder Stromnachfrage (Lasten) im Raum durch (a) administrative Vorgaben oder (b) preisliche Signale.
 - Administrative Vorgaben problembehaftet, da sehr leicht Ineffizienzen entstehen können bzw. werden.
 - Preissignale entweder durch geographisch differenzierte (a) Stromgroßhandelspreise oder (b) Netzentgelte.
- Höhere Planbarkeit wäre durch *vollständigen* Übergang zu einer Mengensteuerung beim EE-Ausbau möglich, jedoch nicht gewünscht.
- Lokale Akzeptanz wird durch Vorrang der Erdverkabelung sicher erhöht. Allerdings wird dies die Kosten der Stromversorgung noch einmal deutlich erhöhen.

Mögliche Neuregelung der Netzentgeltsystematik

Zwei Problemfelder:

1. Die individuelle Planung von Kraftwerksstandorten (konventionell und erneuerbar) berücksichtigt nicht, welcher Netzausbaubedarf dadurch ausgelöst wird (auch mitverursacht durch Unbundling).

Netzentgelte geben keine Anreize zur gesamtwirtschaftlich effizienten Standortwahl.

2. Die Eigenerzeugung wird künstlich wettbewerbsfähig (Netzparität), weil Steuern, EEG-Umlage und Netzentgelte individuell vermieden werden (nicht aber gesamtwirtschaftlich).

Netzentgelte bilden Kostenstruktur des Netzes nicht ab.

Geographische Differenzierungsmöglichkeiten

- Marktbasiertes Redispatch – Ausschreibung von Redispatching-Energie
Aber: Problem der geringen Liquidität regionaler Märkte, ggf. verbunden mit hoher (lokaler) Marktmacht, da knotengenaue Einspeisung ggf. nötig.
- Market Splitting (vgl. etwa Löschel et al., 2013) -
Aufhebung des einheitlichen Strompreises, erhöht – je nach Anzahl der Preiszonen – ebenfalls die Gefahr regional vermachteter Märkte, insbesondere beim Nodal Pricing. Zudem nicht wirksam für diejenigen EE, die nicht in den Markt integriert sind.
- Ausdifferenzierung der Netzentgelte mit G-Komponente -
präferierte Option der Monopolkommission im vorletzten SG (2013).

G-Komponente in ausgewählten Ländern

Land	Anteil am gesamten Netzentgelt (in %)	Regionale Anpassung
Belgien	9	Nein
Dänemark	4	Nein
Finnland	15	Nein
Frankreich	2	Nein
Irland	25	Ja
Norwegen	34	Ja
Portugal	7	Nein
Rumänien	18	Ja
Österreich	20	Nein
Schweden	25	Ja
Spanien	13	k. A.

Quelle: Haucap/Pagel (2013)

Netzentgelte in UK

Drei Elemente in den britischen Netzentgelten:

- *Connection Charges* für Netzanschluss und -ausbau, Instandhaltung und Betrieb,
- Entgelten für den *Transport Network Use of System* (TNUoS), also ein Entgelt für Nutzung der Netzinfrastruktur, und
- ein Entgelt für *Balancing Services Use of System* (BSUoS) zum Ausgleich von Lastschwankungen im System.

Die *Transport Network Use of System*-Charges sind geographisch differenziert nach 27 Einspeiseregionen (aktuell: - 5,8 bis + 25 £/kW) und 14 Entnahmeregionen (aktuell: 23,5 bis 46 £/kW plus 3,4 bis 6,1 p/kWh).

Kombination von Maßnahmen

- Die Schaffung von (nur) zwei Preiszonen allein wird relativ wenig bringen, um den Netzausbau zu reduzieren. Gleiches gilt für die Einführung einer geographisch differenzierten G-Komponente in Isolation.
- Mögliche Ergänzungen (vgl. Grimm et al., 2015):
 - Berücksichtigung des möglichen (marktbasierten) Redispatch bei Netzausbauplanung
 - Abregelung der Einspeisung von EE-Strom bei negativen Preisen (oder sogar Preisen $< x$ €/MWh)
- Wichtig: Eine Reduktion des Netzausbaubedarfs ist nur möglich, wenn Anreize zum (a) Zubau von Erzeugungskapazitäten und (b) Stromeinspeisung/Lastabwurf in Engpasszonen besteht (oder (c) Zubau von Stromnachfragern jenseits der Engpasszone).

Zur Netzparität / Eigenverbrauch

- Dezentrale Erzeugung ist gesamtwirtschaftlich nicht per se gut, Frage der gesamtwirtschaftlichen Kosten – was einzelwirtschaftlich (=betriebswirtschaftlich) sinnvoll ist, muss noch lange nicht gesamtwirtschaftlich (=volkswirtschaftlich) effizient sein.
- Sinnvoll: Änderung der Netzentgeltstruktur (signifikante fixe Komponente pro kW der maximalen Last plus geringere variable Komponente pro kWh)
- Und: Dasselbe im Prinzip für die EEG-Umlage.
- Die Netzparität wird dadurch zwar nicht aufgelöst, wohl aber die Eigenverbrauch-Spirale etwas gebremst.

Weitere aktuell geplante Maßnahmen im Strommarktgesetz

- Die geplante Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte (erst ab 2020) für dezentrale EE-Einspeisung ist dagegen ökonomisch sinnvoll.
- Vorteile des Ausbaus der europäischen Netze / Interkonnektoren
- Ein forcierte flächendeckende Roll-out von Smart Metern ist kritisch, wird ohne Änderung der Verbraucherpreisstruktur wenig bringen.
- Meine Vermutung: Nutzen wird stark überschätzt.

Fazit (1)

- Wenn die Energiewende Vorbildcharakter für andere haben soll, dürfen die Kosten nicht aus dem Ruder laufen, dann wird das niemand nachahmen. Auch die Akzeptanz in Deutschland selbst ist gefährdet.
- Der Emissionshandel ist das beste Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen. Der EU ETS sollte erweitert werden (Verkehr, Wärme).
- Bei der Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigen wir endlich richtigen Wettbewerb, auch zwischen Technologien, Standorten und Größenklassen! (-> Quotenmodell)
- Eine echte EEG-Reform ist notwendig. Mehr Markt und Wettbewerb sind dringendst erforderlich. 80% Planwirtschaft und 20% Restmarkt werden nicht funktionieren.
- Direktvermarktung von EE-Strom sollte noch umfänglicher verpflichtend sein.

Fazit (2)

- Kapazitätsmärkte sind derzeit nicht erforderlich.
- Der Netzausbaubedarf lässt sich durchaus reduzieren. Sowohl Market Splitting als auch G-Komponente sind dafür prinzipiell geeignet.
- Erwägenswert ist zudem eine komplementäre Incentivierung und stärkere Berücksichtigung von Redispatching-Möglichkeiten bei Netzausbauplanung.
- Poenzielle Abregelung der EE-Einspeisung bei Preisen $< x$ €/MWh reduziert Netzausbau weiter.
- Eine Reform der Struktur der Netzentgelte und der EEG-Umlage wäre sinnvoll.

Literaturhinweise

- Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl & G. Zöttl (2015), Congestion Management Regimes: Long Run Impacts, Präsentationsfolien, Paris 2015.
- Haucap, J., C. Klein & J. Kühling (2013), *Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Eine ökonomische und juristische Analyse*, Nomos Verlag: Baden-Baden, ISBN: 978-3-8487-0350-0.
- Haucap, J. & B. Pagel (2013), „Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte“, *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39, S. 235-254. auch verfügbar unter: <http://ideas.repec.org/p/zbw/diceop/55.html>
- Löschel, A. , F. Flues, F. Pothen & P. Massier (2013), „Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung“, *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (10), S. 22-25.
- Kronberger Kreis (2014): Neustart in der Energiepolitik jetzt! Stiftung Marktwirtschaft: Berlin. <http://www.stiftung-marktwirtschaft.de/wirtschaft/kronberger-kreis.html>
- Monopolkommission (2015), Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71, Oktober 2015. <http://www.monopolkommission.de>

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Professor Dr. Justus Haucap
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE)
Heinrich-Heine-University of Düsseldorf
Universitätsstr. 1
D-40225 Düsseldorf, Germany
haucap@dice.hhu.de

www.dice.hhu.de



Twitter: @haucap

Düsseldorf Institute
for Competition Economics

Heinrich Heine University of Düsseldorf