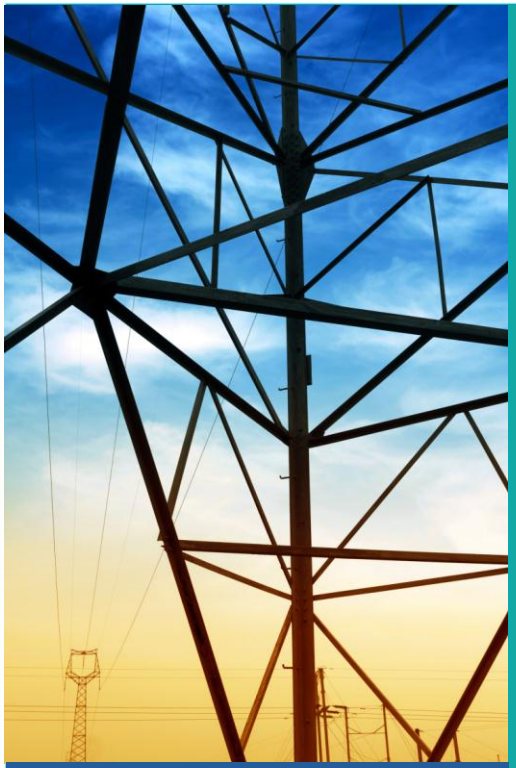


Vom Gleichgewicht zwischen Politik und Markt im Stromsektor

Jan Horst KEPPLER

Scientific Director, Chaire European Electricity Markets (CEEM)

Professor of Economics, Université Paris-Dauphine

25 Jahre IER

Energiewende und Markt
Widerspruch oder Synergie?

Stuttgart,
9 Oktober 2015

DAUPHINE UNIVERSITÉ PARIS

CHAIRE EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS
Fondation Paris-Dauphine

Inhalt

I. Grundfakten Strommärkte

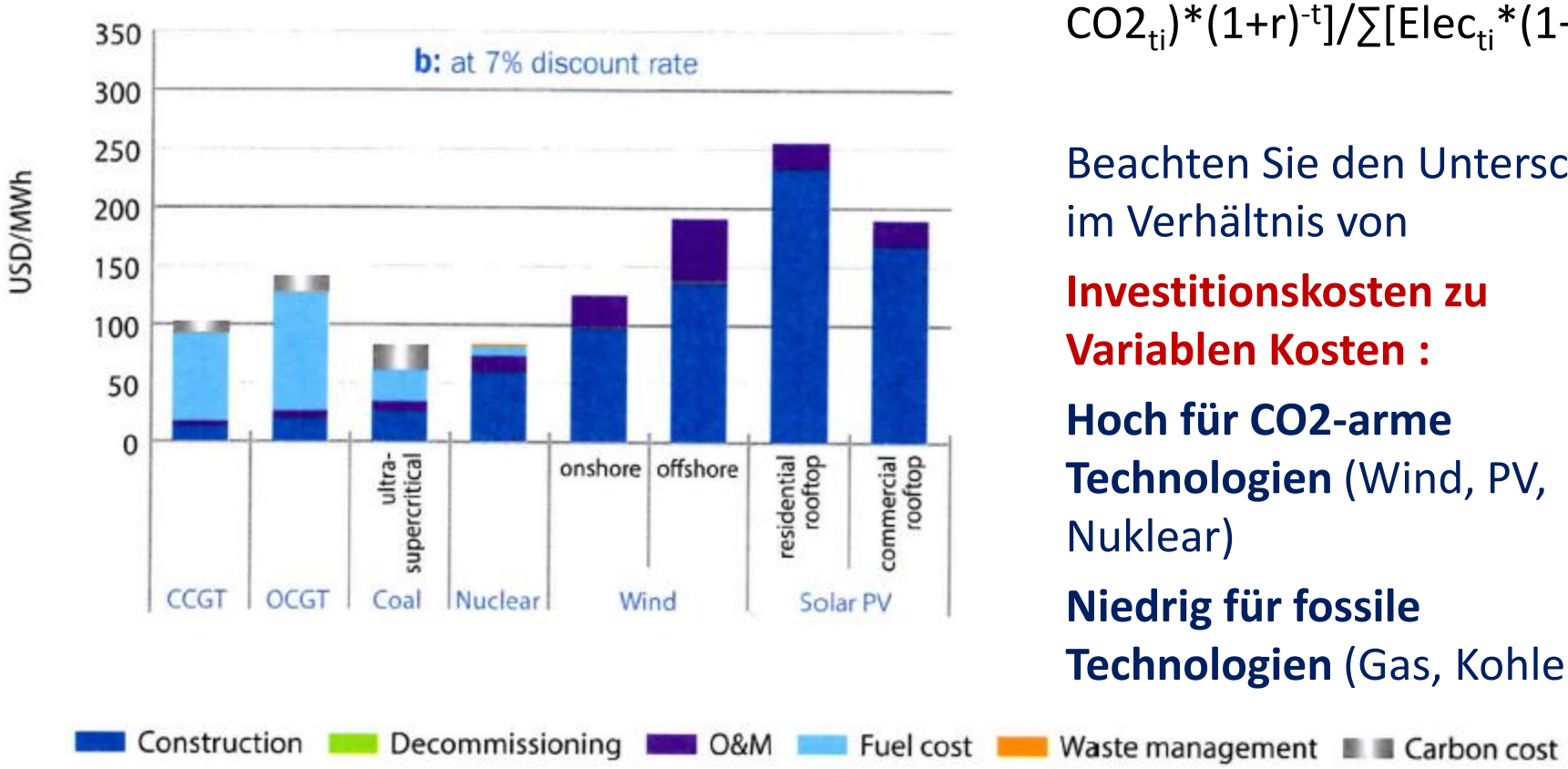
II. Öffentliche Güter in der der *Energiewende* laut BMWi *Weißbuch*

III. Acht Bemerkungen zu Strommärkten und ihrer Fähigkeit öffentlich Güter im Rahmen der *Energiewende* garantieren

1. Der Wettbewerb im Energiemarkt garantiert optimalen Einsatz bestehender Kapazitäten hat aber grundsätzliche Schwierigkeiten ausreichende Neuinvestitionen durch Marktpreise zu finanzieren
2. Diese Schwierigkeit ist besonders ausgeprägt bei kapitalintensiven Investitionen mit geringem CO2-Ausstoss. Autokorrelierende variable erneuerbare Energien gar können selbst in der Theorie nur in Ausnahmefällen am Markt finanziert werden.
3. Der Ausstieg aus CO2-armen, programmierbaren Technologien (Wasser- und Kernkraft) erhöht Kosten und CO2-Emissionen.
4. Vorsicht vor semantischen Verschiebungen
5. Unter gegenwärtigen Marktbedingungen würde die Vollfinanzierung selbst eines neuen Kraftwerks eine große Nummer von Knappheitsstunden mit partiellen Stromausfällen verlangen
6. Bessere Nachfrageelastizität und Speicherung verbessern die Perspektiven für Investitionen am Markt sind aber begrenzt durch (a) Kosten und Verfügbarkeit, (b) saisonale Effekte und (c) die Verzerrung der Strompreise durch die PV
7. Kapazitätsmechanismen haben nichts mit Subventionen zu tun
8. Verteilungseffekten, Systemkosten und Kostenentropie müssen offen diskutiert werden

IV. Vom Gleichgewicht zwischen Politik und Markt im Stromsektor

I. Grundfakten (a): Hohe Kapitalintensität



$$\mathbf{LCOE_i} = \sum[(I_{tj} + M_{ti} + F_{ti} + CO2_{ti})*(1+r)^{-t}]/\sum[Elec_{ti}*(1+r)^{-t}]$$

Beachten Sie den Unterschied im Verhältnis von

Investitionskosten zu Variablen Kosten :

Hoch für CO2-arme Technologien (Wind, PV, Nuklear)

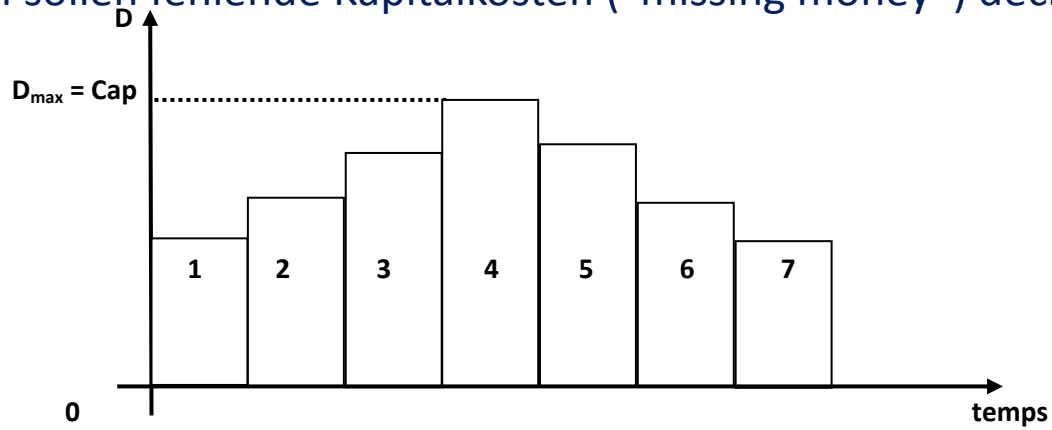
Niedrig für fossile Technologien (Gas, Kohle).

***Source*: Belgium from IEA/OECD NEA (2015)**

I. Grundfakten (b): Schwierige Speicherung

Strom ist ein weitgehend undifferenziertes Gut mit geringen Transaktionskosten, perfekt für wettbewerbliche Märkte mit **Preis = Variable Kosten.**

Leider ist intensive Speicherung meist zu teuer (Ausnahme Norwegen). Dies bedeutet dass Angebot und Nachfrage laufend abgeglichen werden müssen. Knappheitspreise zu Spitzenlastzeiten sollen fehlende Kapitalkosten ("missing money") decken.



Optimal regulierte Systeme für nicht speicherbare Güter setzen Preise so dass

$$\sum_i q_i * VC + CAP*r = \sum_{i \neq 4} q_i * VC + q_4 * (r + CV)$$

Mit $p_1 = p_2 = p_3 = p_5 = p_6 = p_7 = VC$ und $p_4 = r + VC$.

Im Prinzip können wettbewerbliche Märkte solch nicht-linearen Preise replizieren indem sie Nachfrageverknappung durch die Berechnung der **value of lost load (VOLL)** erzwingen.

I. Grundfakten(c): VOLL und Knappheitspreise

Aus theoretischer Perspektive ist das Modell der Knappheitspreise unangreifbar: ausschließlich Verbraucher zu Spitzenlastzeiten müssen für zusätzliche Kapazität zahlen. Ohne Knappheitspreise gäbe es keine Kostendeckung und „missing money“.

Knappheits-oder VOLL-preise aber verlangen dass ein Teil der realen Nachfrage nicht befriedigt wird. Das bedeutet (auch in der Theorie) rotierende Stromausfälle.

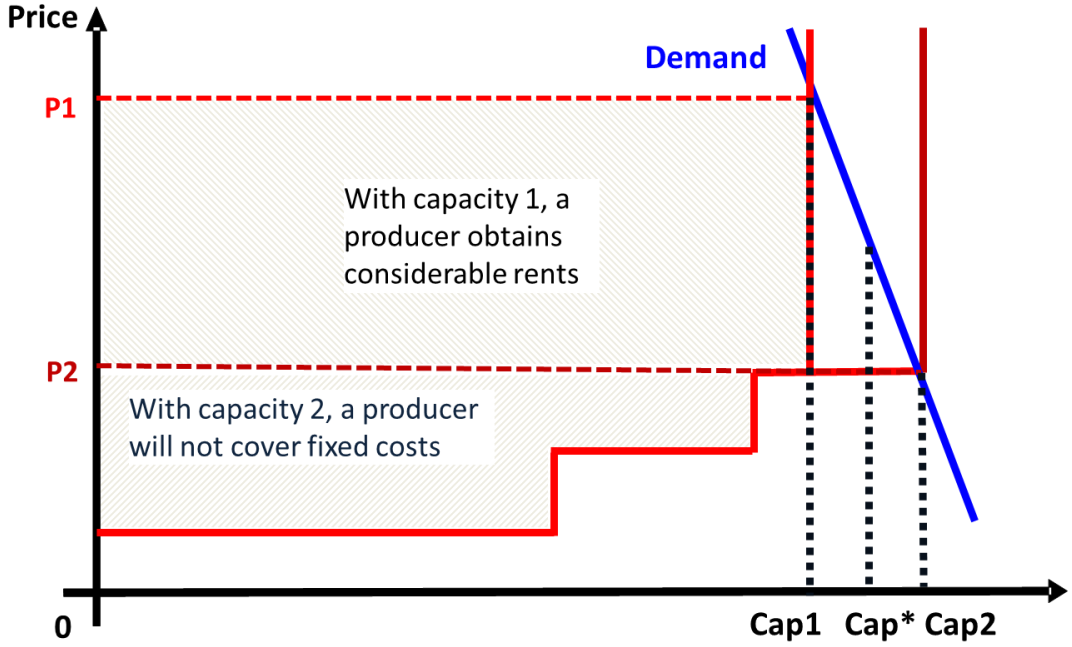
In der Praxis bedeutet es das Zusammenbrechen des Marktes da sich Angebots- und Nachfragekurve nicht mehr kreuzen:

> “There are a number of wholesale market imperfections… that… suppress spot market prices… during the small number of “scarcity” hours… Since the market also collapses in these situations, wholesale market prices are effectively zero and do not reflect consumer preferences to buy or generators’ cost of supply (Joskow (2006), p. 165).”

Ist das die Zukunft?

I. Grundfakten (d): Unelastische Nachfrage und "stückige" Investitionen

Anreize für ein zu viel oder ein zu wenig an Kapazitätsinvestitionen sind nicht symmetrisch. In Märkten für nicht speicherbare Güter (unelastische Nachfrage) und stückigen Investitionen sind die Kosten für zu hohe Investitionen deutlich höher als die Opportunitätskosten für zu geringe Investitionen.



Das Risiko bei zu hohen Investitionen in Kapazität ist besonders groß für kapital-intensiven Technologien mit geringen CO2-Emissionen.

II. Öffentliche Güter und die Energiewende

Vom *Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)* ***Ein Strommarkt für die Energiewende:***

"Im Fokus steht die Frage, welches Strommarktdesign auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann. (p. 4)."

Das Eingangszitat nennt ein privates (kostengünstiger Strom) und drei öffentliche Güter:

1. **Versorgungssicherheit**
2. **Umweltverträglichkeit (insbesondere CO2 Emissionsreduktionen)**
3. **Hoher Anteil erneuerbarer Energien (ENR).**

Trotz vier verschiedener Güter soll es bei einem wesentlichen Instrument bleiben: "**Der bestehende Strommarkt wird zu einem Strommarkt 2.0 weiterentwickelt…** Das BMWi lehnt einen Kapazitätsmarkt ab und bekennt sich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. D**er Strommarkt 2.0 gewährleistet Versorgungssicherheit**. Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren *(ibid)*."

Kann der europäische Strommarkt vier Herren zugleich dienen?

II. Öffentliche Güter und die Energiewende
Potentielle Widersprüche

ENR vs. kostengünstige Energie (+ liberalisierter Markt)

ENR vs. Versorgungssicherheit ((+ Umweltverträglichkeit?))

Versorgungsicherheit + Günstige Kosten vs. Umweltverträglichkeit (CO2)

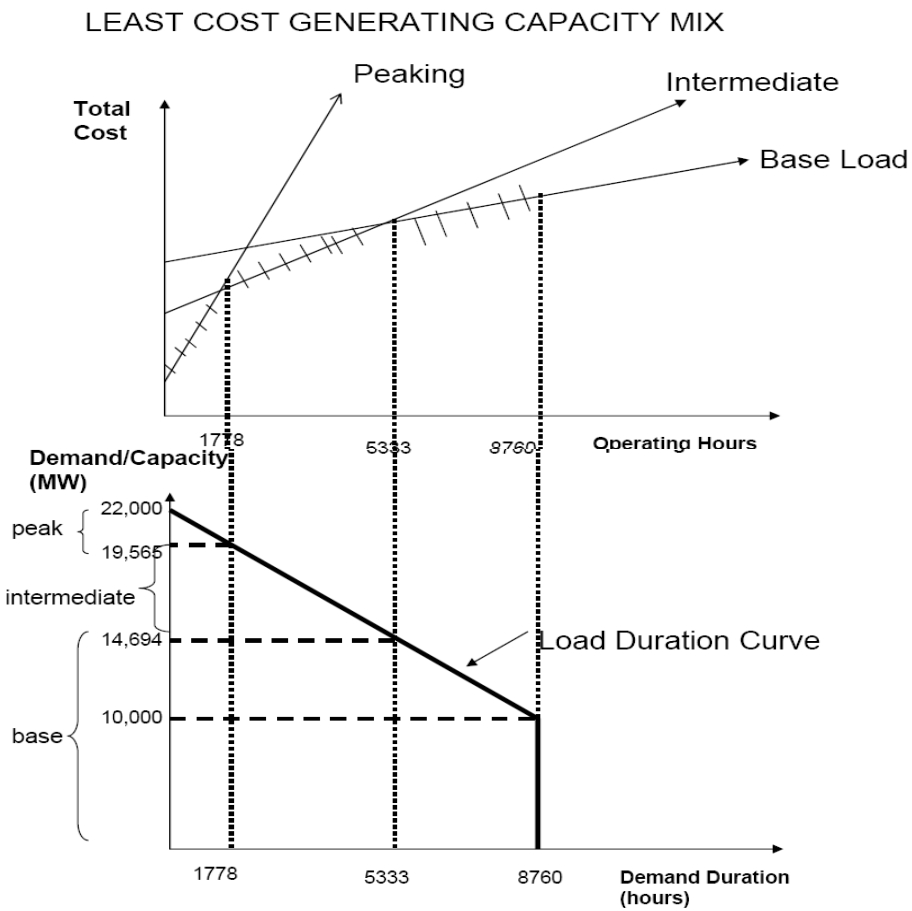
Laut ökonomischer Theorie muss die Anzahl der Instrumente der Anzahl der Politikziele entsprechen.

Es ist Wunschdenken, dass sich die vier Ziele an einem effizienten Markt alleine „zurechtrütteln“ werden.

III. Acht Bemerkungen

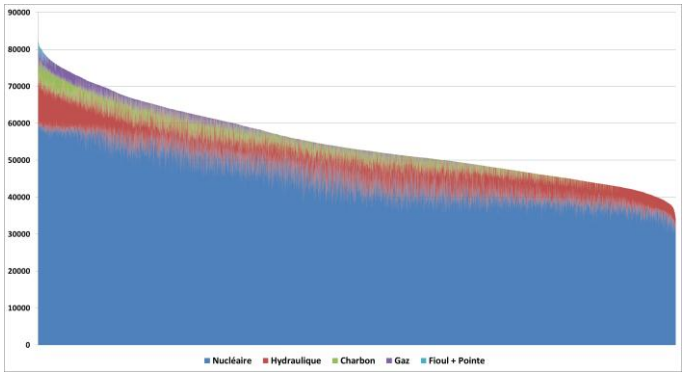
1. Der Wettbewerb im Energiemarkt garantiert optimalen Einsatz bestehender Kapazitäten hat aber grundsätzliche Schwierigkeiten ausreichende Neuinvestitionen durch Marktpreise zu finanzieren
2. Diese Schwierigkeit ist besonders ausgeprägt bei kapitalintensiven Investitionen mit geringem CO2-Ausstoss. Autokorrelierende variable erneuerbare Energien gar können selbst in der Theorie nur in Ausnahmefällen am Markt finanziert werden.
3. Der Ausstieg aus CO2-armen, programmierbaren Technologien (Wasser- und Kernkraft) erhöht Kosten und CO2-Emissionen.
4. Vorsicht vor semantischen Verschiebungen
5. Unter gegenwärtigen Marktbedingungen verlangt die Vollfinanzierung eines neuen Kraftwerks eine große Nummer von Knappheitsstunden mit partiellen Stromausfällen
6. Bessere Nachfrageelastizität und Speicherung verbessern die Perspektiven für Investitionen am Markt sind aber begrenzt durch (a) Kosten und Verfügbarkeit, (b) saisonale Effekte und (c) die Verzerrung der Strompreise durch die PV
7. Kapazitätsmechanismen haben nichts mit Subventionen zu tun
8. Verteilungseffekten, Systemkosten und Kostenentropie müssen offen diskutiert werden.

III.1 Wettbewerbliche Strommärkte organisieren die Lastfolge bestens, haben aber ein grundsätzliches Problem adäquate Investitionen in Kapazitäten zu finanzieren



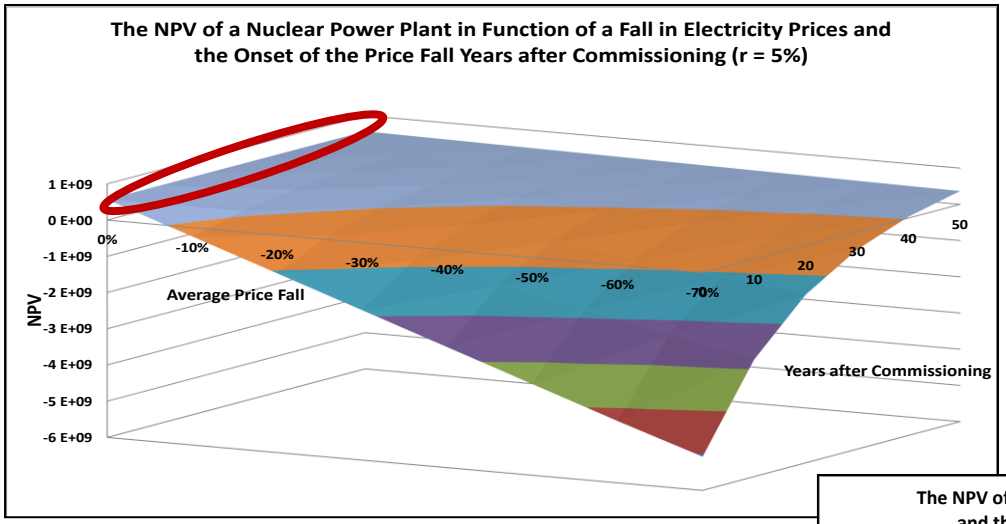
Joskow, MIT, (2006)

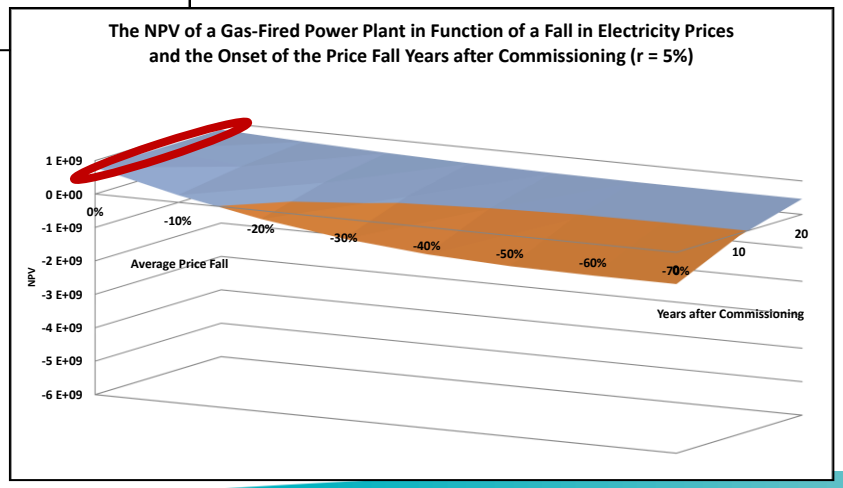
Selbst unter normalen Umständen haben Strommärkte Schwierigkeiten Kapazitäten zu finanzieren die der Spitzennachfrage entsprechen – das “missing money” Problem. Das Problem ist begrenzter mit fossilen Energieträgern (Kohle, Gas). Wegen ihrer hohen variablen Kosten sind missing money and Anzahl der Knappheitsstunden weniger.



Load duration curve France 2012

III.2 Die Hürden für Investitionen sind besonders hoch für CO2-arme Technologien

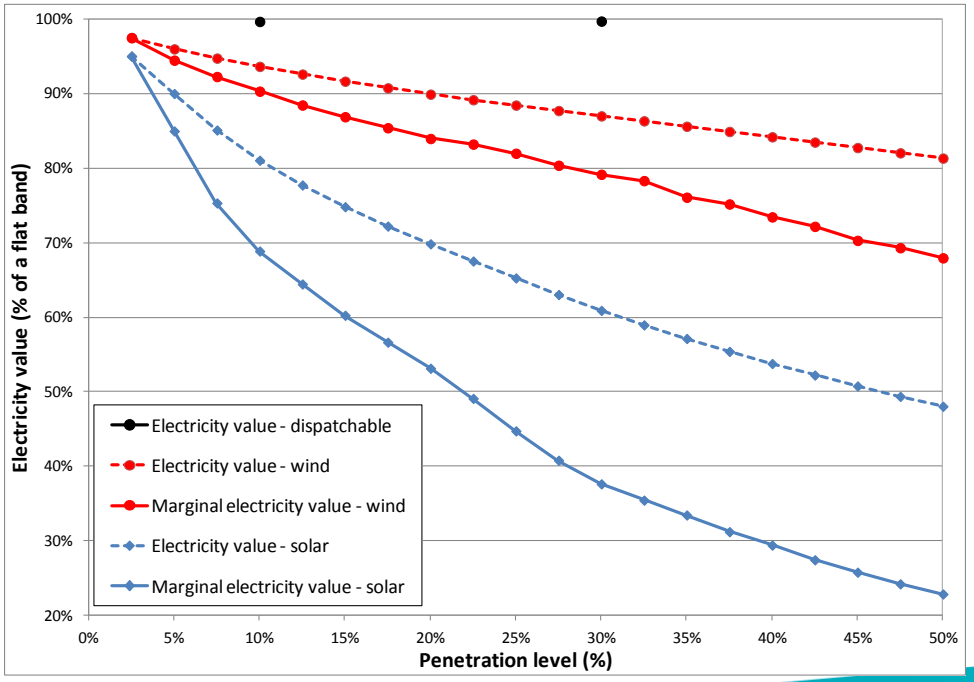




In Strommärkten mit möglichen Preissenkungen (z.B. Europa) kapitalintensive CO2-arme Technologien riskieren weit höhere Profiteinbussen als z.B. Gasturbinen.

III.2.b Die Vollfinanzierung variabler erneuerbarer Energien (VRE) am Market ist nicht realisierbar

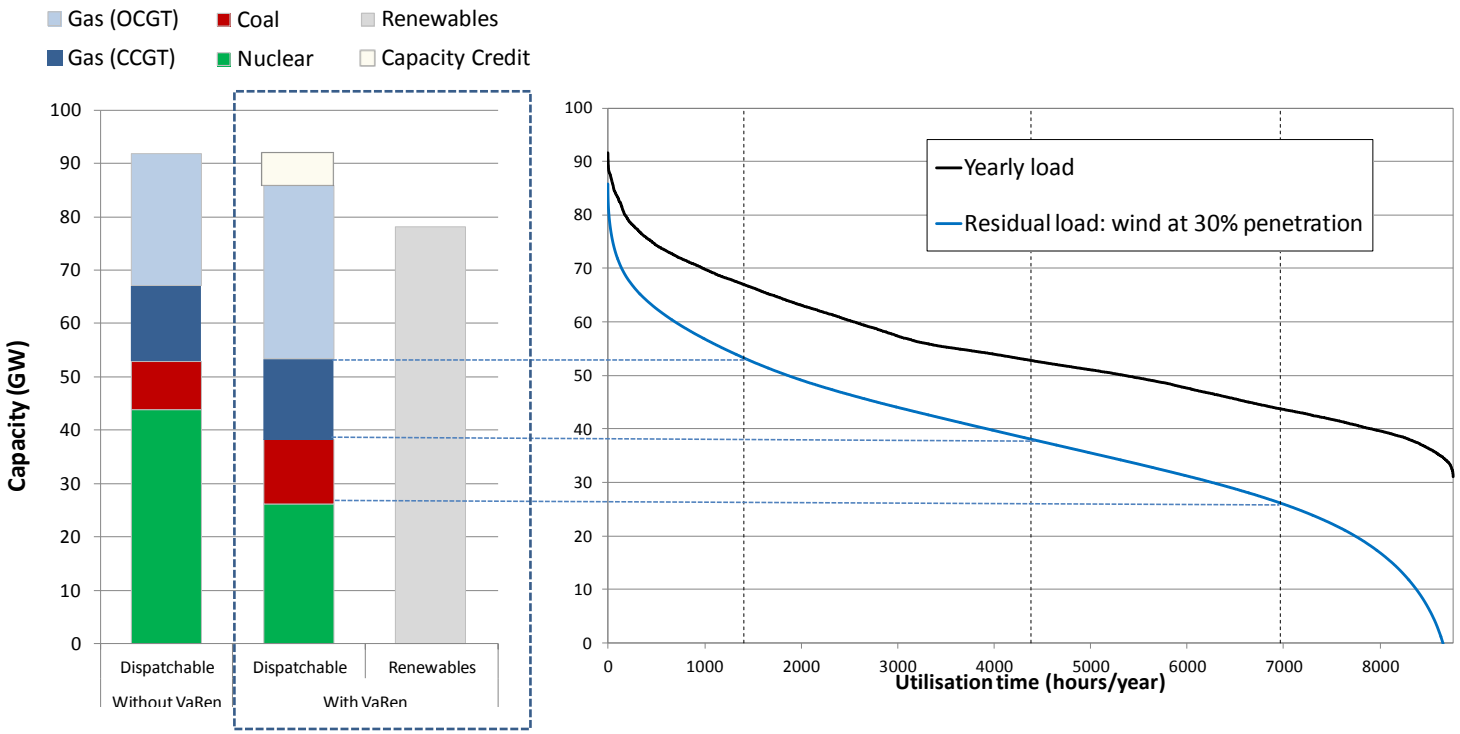
- Autokorrelation der VRE ohne kurzfristige variable Kosten senkt den Preis und reduziert den Durchschnittserlös und *a fortiori* den Marginalerlös.
- VRE sind eine wichtige Technologieoption. Doch bei mehr als marginalem Beitrag zur Stromerzeugung werden sie sich selbst bei weiteren Kostensenkungen ***nicht*** am Markt alleine finanzieren können



- **CO2-arme Technologien benötigen auf Grund ihrer Kapitalintensität eine Preissetzung auf Basis der Durchschnittskosten und nicht der variablen Kosten (FITs, CfDs, PPAs, feste Tarife…).**

The marginal value is relevant for new investments !

III.3 Der Ausstieg aus CO2-armen, programmierbaren Technologien (Wasser- und Kernkraft) erhöht Kosten und CO2-Emissionen. Demokratische Entscheidungen verlangen Respekt, so auch die Ehrlichkeit über ihre Folgen.



- Die Gesamtkosten des Stromsystems steigen *selbst bei geringeren LCOE von Wind und PV*. “Netzparität” kein relevanter Parameter für Gesamtkosten inkl. Systemkosten.
- Trotz der Einführung CO2-armer VRE, steigen die CO2-Emissionen insgesamt an.

III.4 Vorsicht vor semantischen Verschiebungen

Aus ökonomischer Sicht wirft die gegenwärtige Diskussion eine Reihe logischer Widersprüche auf:

1. „Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt… Kapazitätsmärkte sind anfällig für Regulierungsfehler und erschweren die Transformation des Energiesystems. Ein Strommarkt 2.0 benötigt keinen Eingriff in die Marktmechanismen.“ **Aber**

   „Eine Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt 2.0 ab. Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren (p. 4).“

2. „Die freie Preisbildung am Strommarkt wird im Energiewirtschaftsgesetz verankert (p. 4).“ **Aber** „Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Erlösmöglichkeiten an den Strommärkten bestimmt die Höhe der erforderlichen Vergütung für erneuerbare Energien (p. 87).“

Nicht abgegoltene Widersprüche und Unwörter („Kapazitätsmechanismus“) führen zu politisch motiviertem Wunschdenken auch und gerade was die Leistungsfähigkeit freier Strommärkte betrifft.

III.5 Unter gegenwärtigen Marktbedingungen würde die Vollfinanzierung eines neuen Kraftwerks eine große Nummer von Knappheitsstunden mit partiellen Stromausfällen verlangen

Folgende Modellrechnung beruht auf Daten der Beitrags des BMWi zu dem Projekt EGC 2015 https://www.epexspot.com/en/market-data):

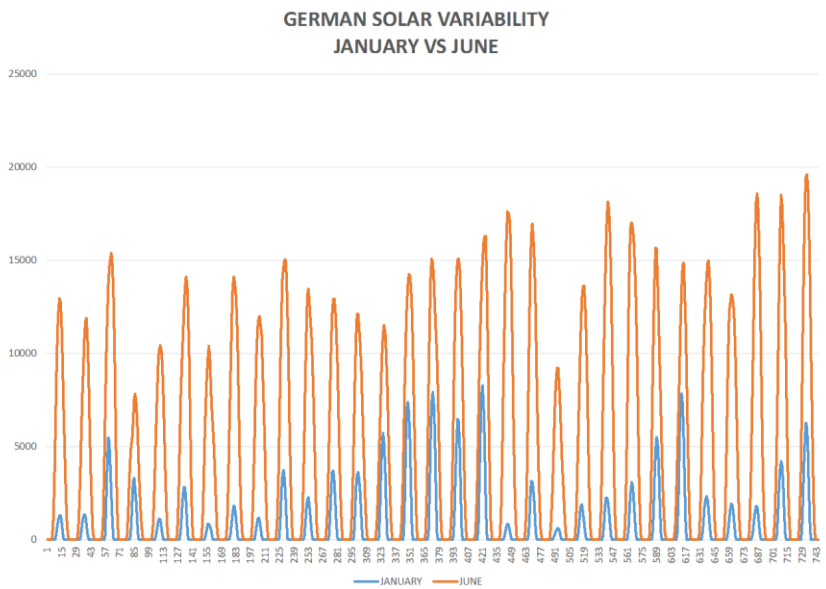
LCOE Gasturbine (CCGT, 7% Kapitalkosten, ohne CO2-kosten):	€ 75
Auslastung:	50%
Durchschnittspreis Day-ahead EPEX Spot	€ 33
Durchschnittspreis Spitzenlast Day-ahead EPEX Spot	€ 37
Anzahl von Knappheitsstunden bei Limit von **€ 3000** (heute):	55h
Anzahl von Knappheitsstunden bei Limit von **€ 10 000** (EM 2.0?):	16h
Absoluter Höchstpreis EPEX Spot 2014:	€ 88
Anzahl der seit 2007 aufgetretenen Knappheitsstunden:	4h

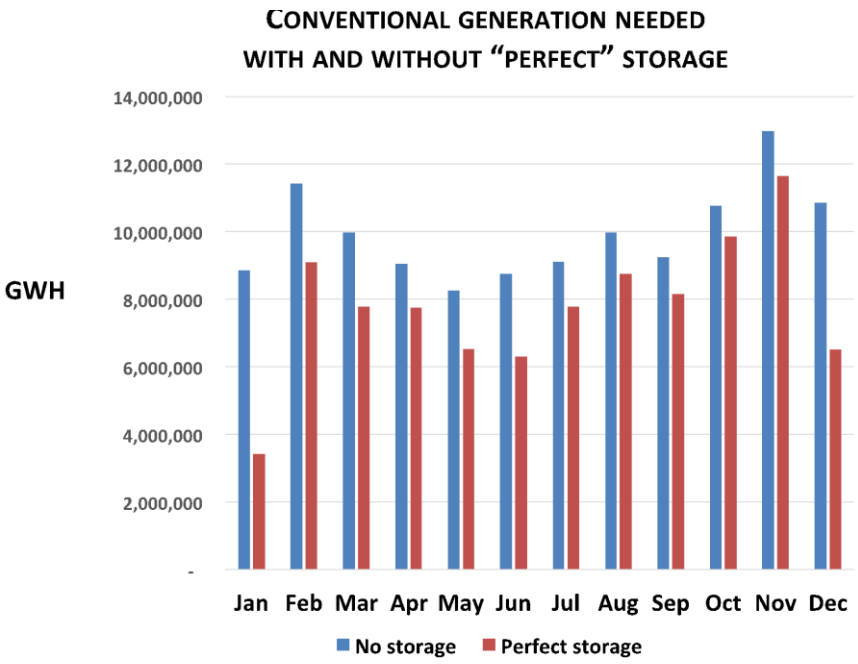
Das war am 19 Oktober 2009 auf Grund einer administrativen Panne (Verspätung des Schweizer Preisfixing). Man spricht heute noch davon.

III.6 Bessere Nachfrageelastizität und Speicherung verbessern die Perspektiven für Investitionen am Markt sind aber begrenzt durch (a) Kosten und Verfügbarkeit, (b) saisonale Effekte und (c) die Verzerrung der Strompreise durch die PV

Das "Germany 2050"-Szenario von Armand Cohen und der Clean Air Task Force (2015) mit 25% Nachfrageminderung, 80% Wind und PV. Jährliche Kosten € 211 Mrd. gegenüber € 71 Mrd. Zu bestimmten Stunden braucht das System 43 GW konventionelle Kapazität.

Saisonalität





III.7 Kapazitätsmechanismen haben nichts mit Subventionen zu tun

Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen keine Subventionen sondern arbeiten wie eine Versicherung: niedrige Zusatzkosten im Normalbetrieb um seltene aber kostspielige Zwischenfälle zu überstehen.

Der Gegensatz „Kapazitätsmärkte ja oder nein?“ reduziert die wichtige Frage der Versorgungssicherheit auf ein Glaubensbekenntnis dort wo – je nach Lastkurve und Energiemix – differenzierte Antworten notwendig sind.

Erster Schritt: Gesetzgeber, BNA und TSOs einigen sich auf Kapazitätsziel. Im zweiten Schritt muss man sehen ob Lieferverpflichtungen (handelbar oder nicht), Prämien, Auktionen oder Langfristverträge (FIT, CFD…) der geeignete Weg sind.

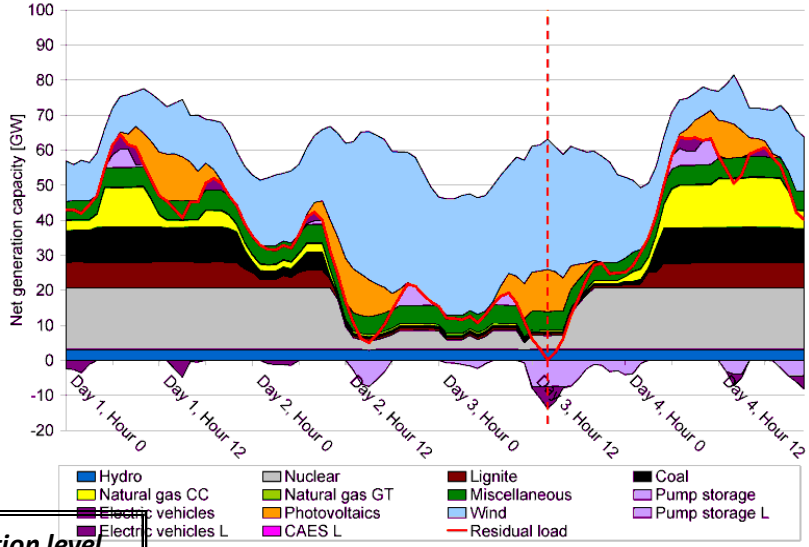
KM sind bestens geeignet um Nachfragereaktion am Markt zu finanzieren.

Unfreiwillige Knappheitssituation

Freiwillige Nachfragereaktion

III.8 Verteilungseffekten, Systemkosten und Kostenentropie müssen offen diskutiert werden

VRE mit null variablen Kosten ersetzen programmierbare Technologien (Gas, Kohle, Nuklear) mit höheren variablen Kosten mit massiven Folgen für deren Profitabilität. Gleichzeitg werden sie aber gebraucht.



		10% Penetration level		30% Penetration level	
		Wind	Solar	Wind	Solar
Load losses	Gas Turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas Turbine (CCGT)	-34%	-26%	-71%	-43%
	Coal	-27%	-28%	-62%	-44%
	Nuclear	-4%	-5%	-20%	-23%
Profitability losses	Gas Turbine (OCGT)	-54%	-40%	-87%	-51%
	Gas Turbine (CCGT)	-42%	-31%	-79%	-46%
	Coal	-35%	-30%	-69%	-46%
	Nuclear	-24%	-23%	-55%	-39%
Electricity price variation		-14%	-13%	-33%	-23%

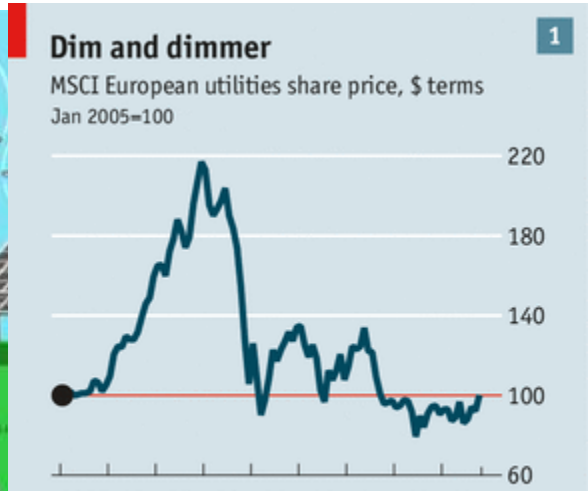
Folgen sind:

- Vorläufige oder dauerhafte Schliessung
- Verzögerte Neunvestitionen
- Umstrukturierung, z.B. E.ON/Uniper, mit noch ungeklärten Folgen.

The Economist

European utilities:
How to lose half a trillion euros

Europe's electricity providers face an existential threat

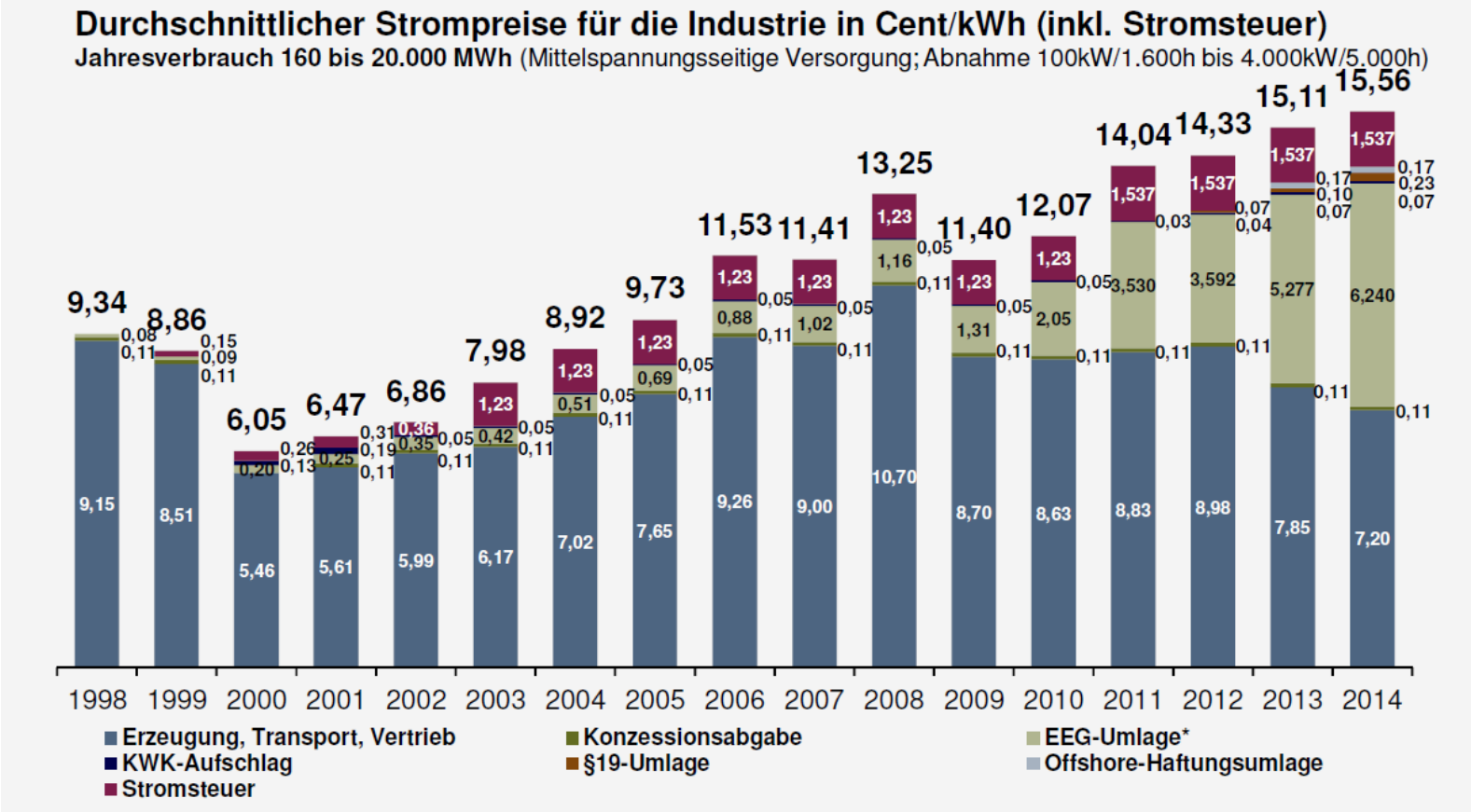


Die Kosten der Energiewende werden von Haushalten, energieeffizienten Industriebetrieben (perverse Anreize!) sowie den Aktionären der konventionellen Stromerzeuger getragen, die unentlohnt Versorgungssicherheit garantieren. Andere Systemeffekte wurden durch Netzentgelte sozialisiert. **Achtung bei der Kostenentropie** (das Anfallen von Kosten anderswo als dort wo sie erzeugt werden).

Der Keil

Strompreis für die Industrie (inkl. Stromsteuer)

bdew Energie. Wasser. Leben.



IV.1 Vom Gleichgewicht zwischen Politik und Markt im Stromsektor

1. Strategischer Konflikt zwischen Verringerung von CO2 Emissionen (hohe Fixkosten) und Vollfinanzierung von Investitionen im Wettbewerb mit Preisen die den variablen Kosten entsprechen. Selbst in Theorie nur möglich bei Verlusten von historischen Betreibern oder vielen Knappheitsstunden.
2. Gegenwärtig, explizite oder implizite Kapazitätsmechanismen sind unumgänglich um die Lücke zwischen privat und sozial optimalen Niveaus an Kapazitäten zu schliessen.
3. Kosten werden durch Verschiebung nicht geringer. Kostenentropie wird den Stromsektor langfristig ineffizienter machen, da Erzeugungskosten, Netzausbaukosten und Profilkosten selektiv sozialisiert werden.
4. Erhöhte Nachfrageelastizität kann viel aber nicht alles. Bei gegenwärtigem Stand der Technik können ehrgeizige Reduktionsziele nur mit CO2-armen Technologien, die auch programmierbar sind, erzielt werden.

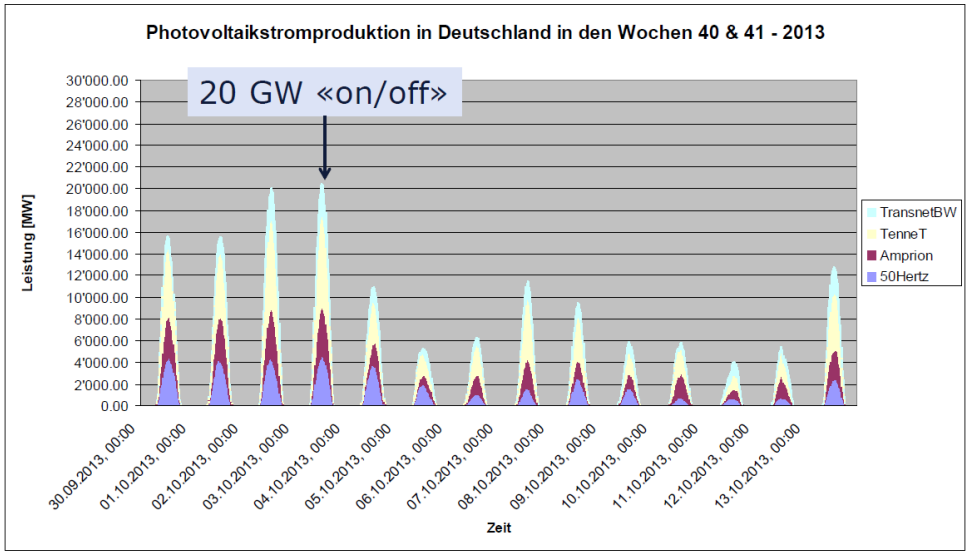
IV.2 Ein politisch unkorrekter Vorschlag zur Güte

Wiedereinführung einer kostenlosen Zuteilung von CO2 Zertifikaten unter dem EU ETS bei gleichzeitiger Verringerung der Gesamtmenge an Zertifikaten.

- Niedrigere CO2 Emissionen
- Höhere Strompreise durch *Pass-through*
- Verringerung des „Keils“ zwischen Preisen und Kosten sowie niedrigere EEG-Umlage
- Bessere Entlohnung konventioneller Energieträger und höhere Versorgungssicherheit ohne Zusatzmassnahmen (Kapazitätsmechanismen) oder Knappheitsstunden und

Konvergenz von Markt und Politikzielen.

Intermittency Means VaREN Cannot Go it Alone



Datenquelle:transparency.eex.com

Increasing the capacity and the total production of wind and solar PV will not do away with the need for conventional back-up due to **auto-correlation** of VaREN.

Dispatchable renewables (biogas, hydro…), storage and DSM will be part of solution but will not be sufficient, see IER (2011) model run with a 30% share pf PV and wind. Capacity mechanisms are logical consequence.