

Vortrag des VIK beim Verfahren vor dem Bundeskartellamt gegen

- 1. E.ON Energie AG, München**
- 2. RWE AG, Essen**

**wegen Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung,
u. a. im Sinne von § 19 GWB im Zusammenhang mit CO₂-Emissionshandel
und Strompreisbildung**

**Mündliche Verhandlung am 30. März 2006
in Bonn**

Essen, 28. März 2006

Ausgangslage:

Antrag des VIK vom 08.08.2005 auf Prüfung des BKartA, ob

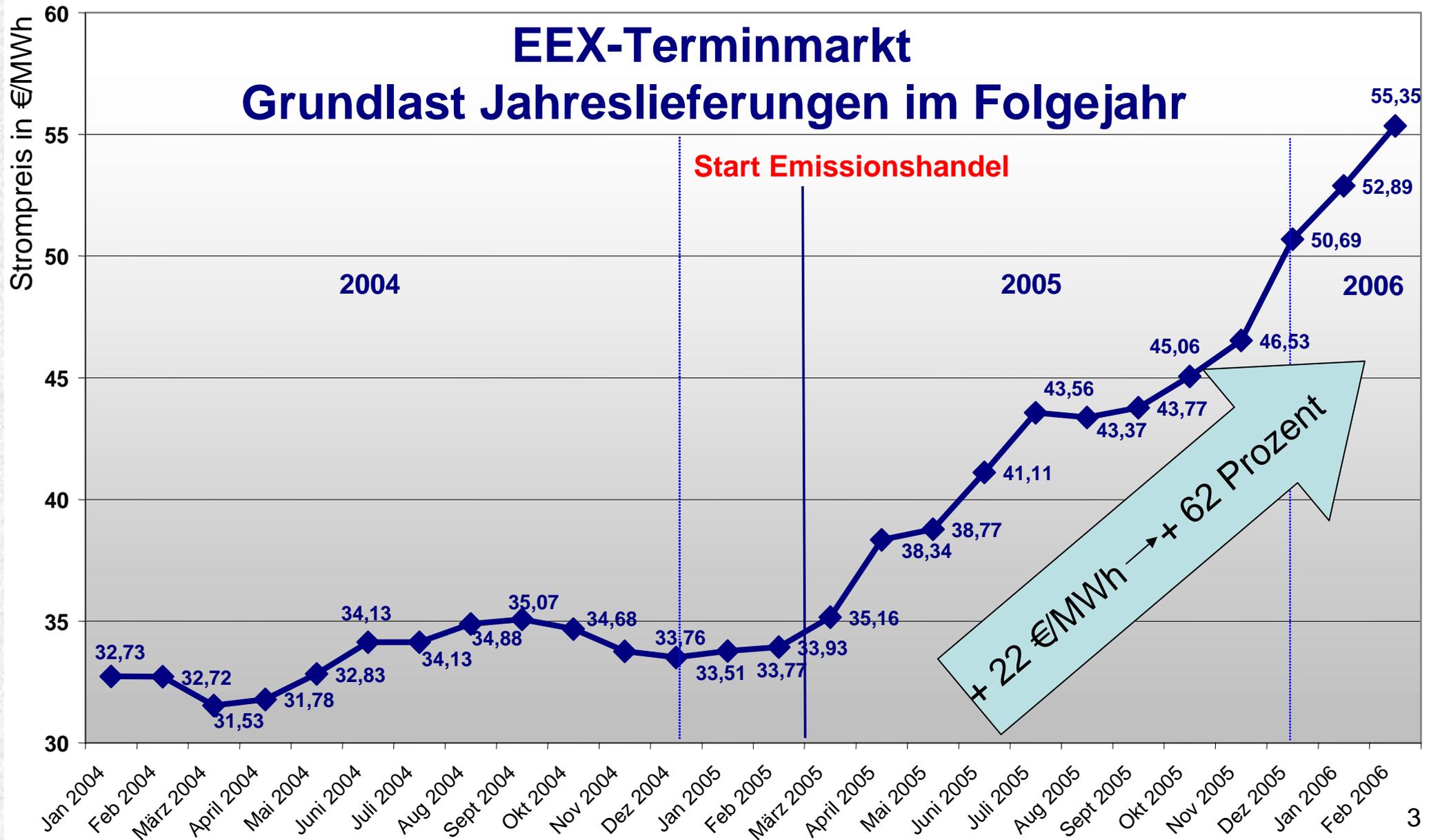
1. das Einpreisen der Opportunitätskosten von CO₂-Zertifikaten durch E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall auf Strommarkt

sowie

2. das Handelsverhalten von E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall auf dem CO₂-Zertifikatemarkt

den verbotenen Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung gemäß § 19(4) Ziff. 2 GWB und Art. 82 und 86 EG-Vertrag bedeutet (u. a. Methoden- und Preishöhenmissbrauch)

Sachlage (1):

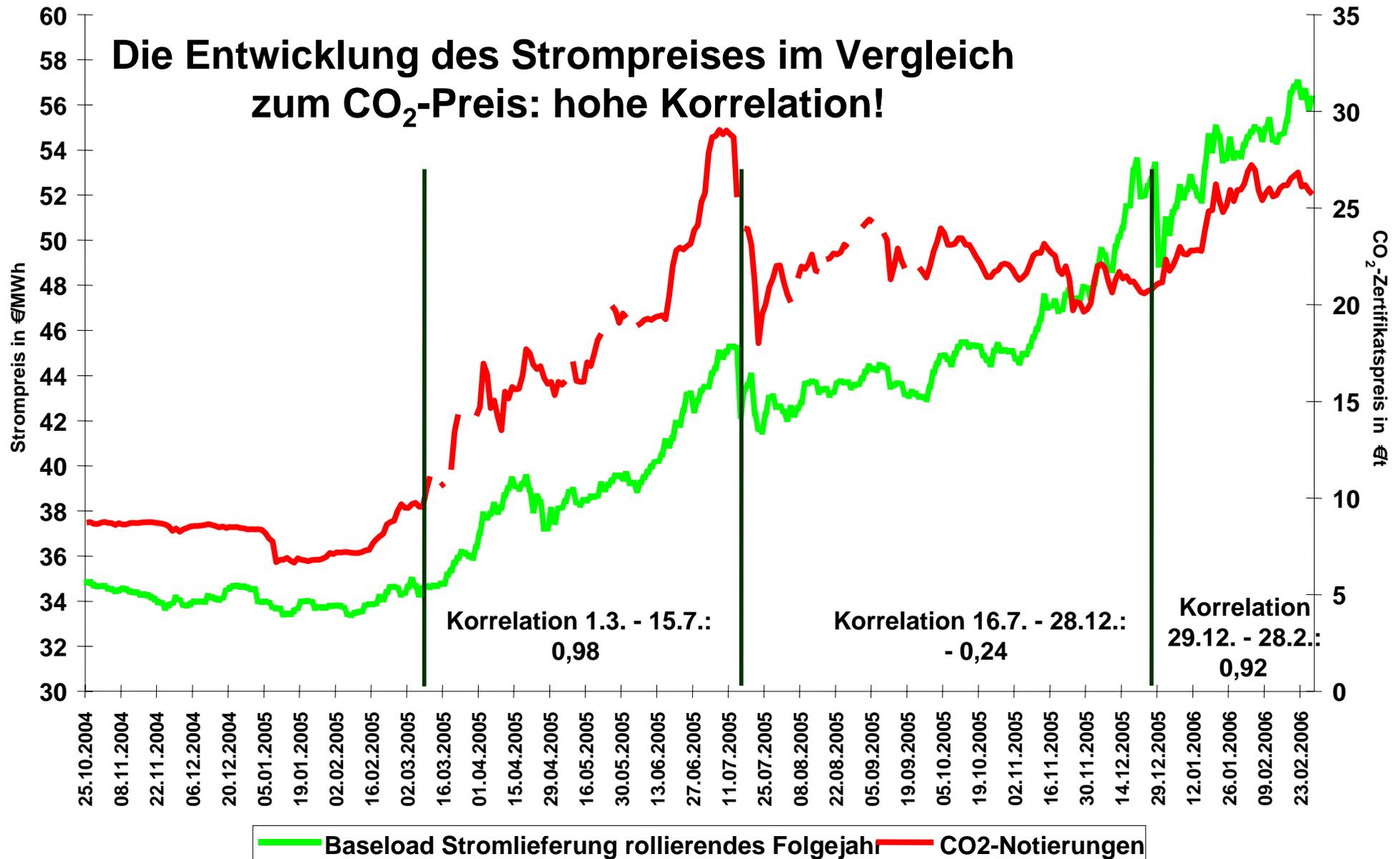


Sachlage (1):

Auffallend:

- extreme Strompreissteigerung seit Beginn des Emissionshandels
- extrem wie nie zuvor, weil mehr als 60 % in nur zwölf Monaten
- setzt sich 2006 fort
- führt zu großen volkswirtschaftlichen Schäden / Strukturbrüchen:
 - drastische Einkommens- und Vermögensumverteilung
 - ca. 5 Mrd. € Windfall Profits aus eingepreisten CO₂-Zertifikaten möglich
 - existenzgefährdende Bedrohung der Wettbewerbsfähigkeit vieler Stromkunden
 - ausbleibende Neuinvestitionen, Stilllegungen, steigende Arbeitslosigkeit

Sachlage (2):



Sachlage (2):

- Hohe Korrelation zwischen CO₂-Zertifikatspreis und Strompreis bis Juli 2005 und erneut ab Dezember 2005
 - Dazwischen: Weiterer Anstieg des Strompreises unabhängig vom sinkenden/stabilen CO₂-Preis
 - Strompreisbildung mit eingebautem „Rückschlagventil“ nach unten
 - CO₂-Preis als „Steigbügelhalter“
 - Gefahr bei NAP II: erneuter drastischer Anstieg der Strompreise / neue Windfall Profits
 - weil Entwertung alter und Neu-Einpreisung neuer CO₂-Zertifikate
 - weil die zu erwartende noch größere Knappheit an CO₂-Zertifikaten einen noch höheren Zertifikatspreis verursacht
- ➡ Das zu verhindern, ist auch Aufgabe des Energiegipfels von Bundeskanzlerin Merkel am 3. April 2006!

Sachlage (2):

VIK-Vorschlag:

- Kurzfristige „Notbremsung“ notwendig:
Verbot von CO₂-Einpreisungen bei unentgeltlicher CO₂-Zuteilung
- Dazu ein VIK-Gesetzgebungsvorschlag (für EnWG):

„Nach dem Treibhausgasemissions-Handelsgesetz (TEHG) und dem Zuteilungsgesetz (ZuG) unentgeltlich an Energieversorgungsunternehmen zugeteilte Emissionsberechtigungen gehören zum Umlaufvermögen und sind nach den Regelungen des Handelsgesetzbuches zu bilanzieren. Ihr Wert darf bei der Bestimmung des Strompreises bis zum nicht berücksichtigt werden.“

Sachlage (3):

Ziele und Lenkungswirkung des Emissionshandels

- EVU: Volle Einpreisung – einschließlich Windfall Profits – entspricht politischem Willen und ist notwendig für Lenkungswirkung des Emissionshandels
- Das ist falsch!
- BMU: Einpreisung der Opp.-Kosten widerspricht der von Bundesregierung intendierten Freistellung von energieintensiven Unternehmen von Zusatzbelastungen (Zitat nach Sachstandsbericht BKartA S. 34)
- BMWi: Da die EVU in der Lage sind, einen derart hohen CO₂-Preis auf die Kunden zu überwälzen, sinkt ihr Anreiz, in die Effizienz ihrer eigenen Anlagen zu investieren (Zitat nach Sachstandsbericht BKartA S. 11)

- Fazit:
- Die CO₂-Einpreisung unentgeltlicher Zertifikate ist nicht intendiertes notwendiges Element des Emissionshandels,
 - sondern ist Folge gewinnmaximierenden Handelns marktbeherrschender Unternehmen.
 - Es ist kein Preis, der für das Ziel „Klimaschutz“ zwangsläufig zu zahlen ist.

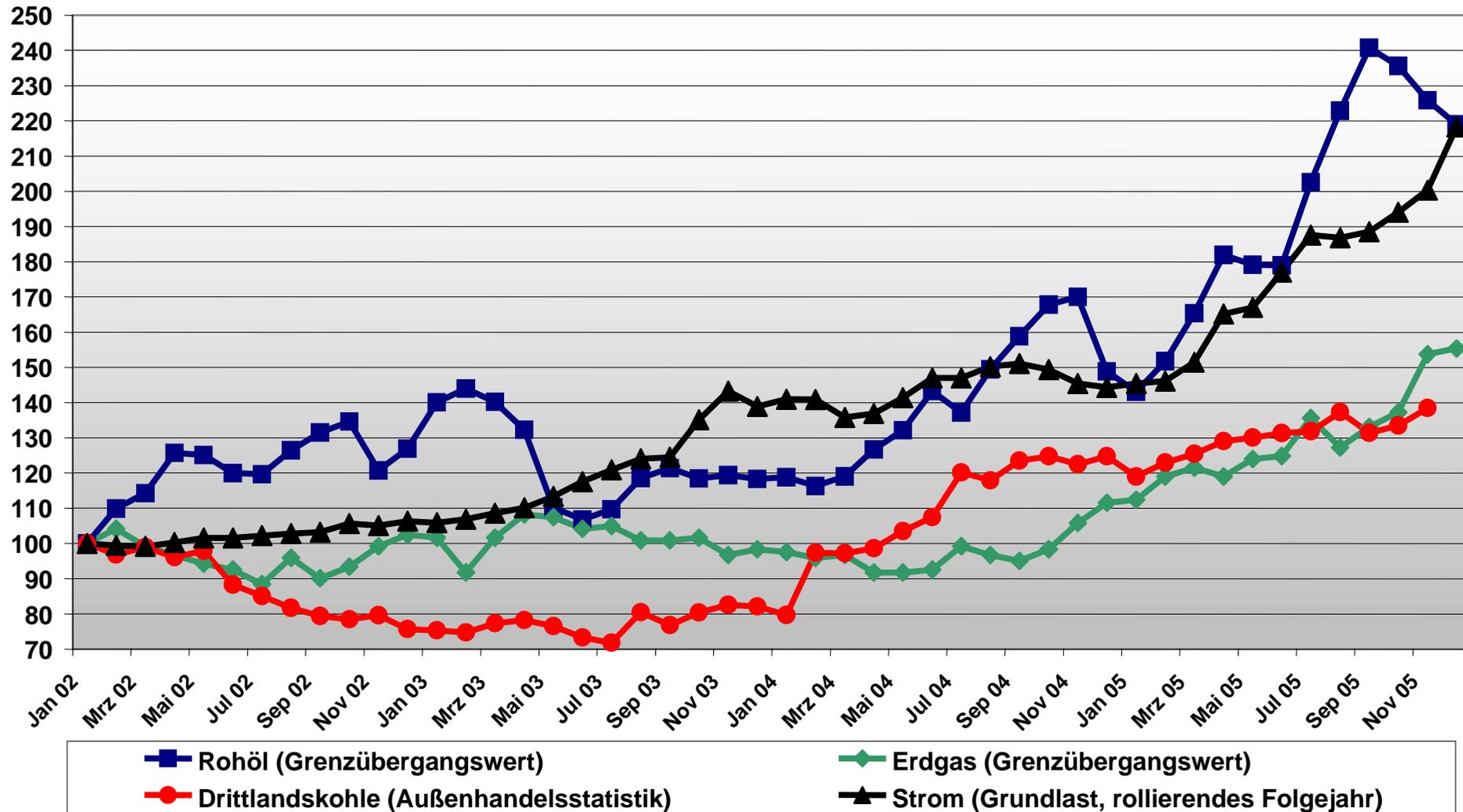
Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

1. Stromverbraucher vermuten: Marktbeherrschende EVU fordern Strompreise, die abweichen von Preisen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden
 - Marktbeherrschung nach § 19 GWB liegt vermutlich vor; Begründung: Die vier großen EVU kontrollieren zusammen ca. 90 % der deutschen Stromerzeugungskapazität (vgl. Pfaffenberger-Gutachten für RWE, 2005, S. 4 /17)
 - Es besteht ein enges Oligopol - mit Spielräumen für strategisches Verhalten

2. Unternehmen auf vergleichbaren Märkten mit wirksamem nationalem / internationalem Wettbewerb können CO₂-Zertifikate nicht einpreisen: z. B. Chemie, Stahl, Papier, Glas usw.
 - McKinsey-EU-Studie 2006, die das Gegenteil behauptet, kann das nicht widerlegen:
 - mit ca. 100 befragten energieverbrauchenden Unternehmen von ca. 6.000 (1,7 %) nicht repräsentativ
 - sehr missverständliche Formulierung der Frage
 - sogar Aluminiumindustrie (!) preist nach McKinsey angeblich ein, obwohl diese Branche dem Emissionshandels-Regime nicht unterliegt

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

3. Strompreis ist völlig losgelöst von Brennstoffkosten



Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

zu 3. Strompreis ist völlig losgelöst von Brennstoffkosten

Von Brennstoffkostensteigerungen	Brennstoffart	Erzeugungsanteil
betroffen	Gas	9,5 %
	Steinkohle	23,4 %
nicht betroffen	Wasser	4,9 %
	Kernkraft	28,8 %
	Braunkohle	26,4 %

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

4. Strompreis ist völlig losgelöst von Erzeugungskosten (bei Alt- wie bei Neuanlagen)



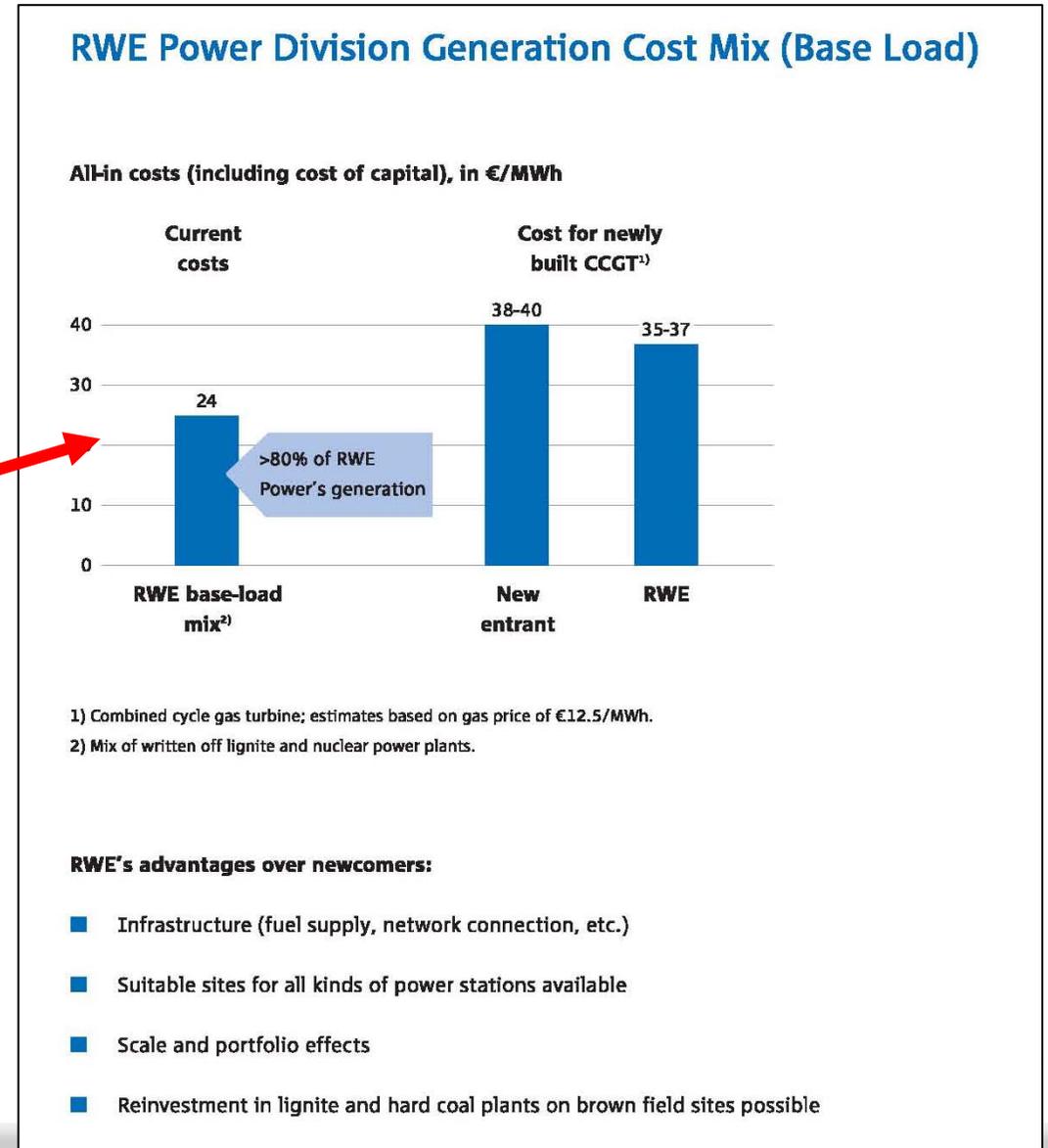
RWE

Facts & Figures 2005
(Updated November, 2005)

Über 80% der Erzeugungskapazität von RWE produziert zu durchschnittlichen Vollkosten (inkl. Kapitaldienst) von 24 €/MWh!

RWE Power Division Generation Cost Mix (Base Load)

All-in costs (including cost of capital), in €/MWh



Category	Cost (€/MWh)
RWE base-load mix ²⁾	24
New entrant	38-40
RWE	35-37

1) Combined cycle gas turbine; estimates based on gas price of €12.5/MWh.
2) Mix of written off lignite and nuclear power plants.

RWE's advantages over newcomers:

- Infrastructure (fuel supply, network connection, etc.)
- Suitable sites for all kinds of power stations available
- Scale and portfolio effects
- Reinvestment in lignite and hard coal plants on brown field sites possible

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

5. Der zentrale Ansatzpunkt des engen Oligopols zur Durchsetzung seiner Preisvorstellungen ist die Strombörse EEX
 - = oligopol-interner Indikator: sorgt für Transparenz, Einheitlichkeit im Vorgehen
 - = oligopol-externer Indikator:
 - für alle Kunden in Deutschland
 - als Leitbörse für alle anderen europäischen Strombörsen

6. Die Strombörse EEX determiniert die Strompreise auf dem gesamten deutschen Markt, d. h. auch auf OTC-Märkten
 - dafür genügt der EEX ein vergleichsweise kleiner Marktanteil: ca. 15 %
 - die EEX kann ordnungspolitisch nur so „effizient“ sein (d.h. den Wettbewerb fördern oder nicht fördern), wie der Markt, in den sie eingebettet ist, es erlaubt

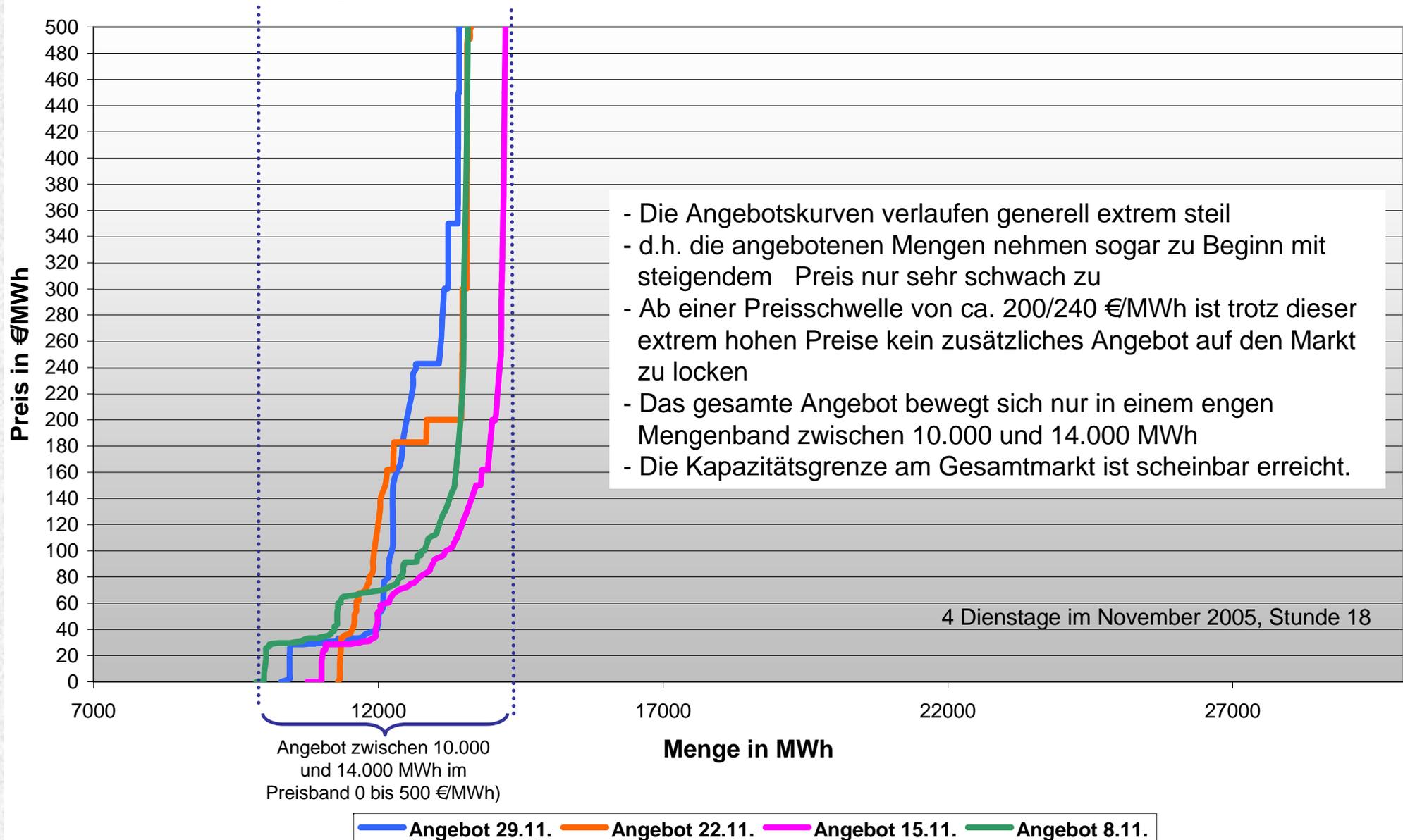
Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

7. Mögliches strategisches Verhalten der EVU:

- Strategisches Verhalten: mögliche Reaktionen der anderen Akteure antizipieren und bei eigenen Entscheidungen berücksichtigen
- Strompreis ist nicht mehr exogen vom Markt gegebenes Datum, sondern durch die oligopolistische Interaktion beeinflussbar
- keine explizite Absprache notwendig, denn: „Vier Dickfische in einem kleinen Teich können das Wasser mit jeder Bewegung brodeln lassen.“
- EVU sind auf beiden Marktseiten tätig:
 - Sie haben Option zu Veränderungen der merit order: Verschieben, Verkürzen etc.
 - Sie haben Option zu Veränderungen der Nachfragekurve: Verschieben, Elastizität verändern etc.

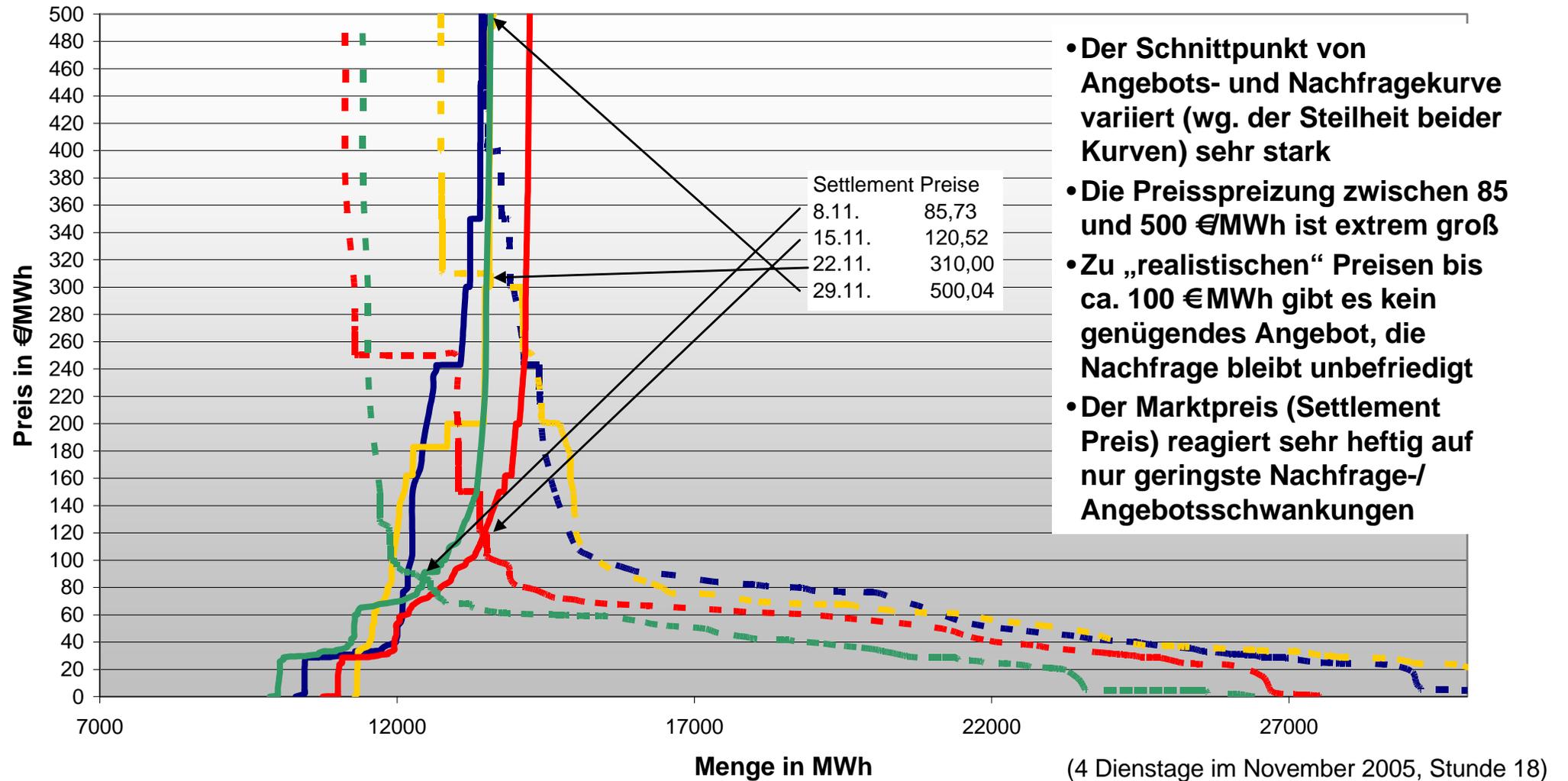
Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

8. Die Preisbildung auf dem EEX-Spotmarkt: Sehr unvollkommen (Beispiel)



Indizien für nicht funktionierendes Strom-Wettbewerb

zu 8. Die Preisbildung auf dem EEX-Spotmarkt: Sehr unvollkommen (Beispiel)



- Der Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve variiert (wg. der Steilheit beider Kurven) sehr stark
- Die Preisspreizung zwischen 85 und 500 €/MWh ist extrem groß
- Zu „realistischen“ Preisen bis ca. 100 €/MWh gibt es kein genügendes Angebot, die Nachfrage bleibt unbefriedigt
- Der Marktpreis (Settlement Preis) reagiert sehr heftig auf nur geringste Nachfrage-/Angebotsschwankungen

■ Nachfrage 29.11.	■ Angebot 29.11.	■ Nachfrage 22.11.	■ Angebot 22.11.
■ Nachfrage 15.11.	■ Angebot 15.11.	■ Nachfrage 8.11.	■ Angebot 8.11.

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

zu 8. Die Preisbildung auf dem EEX-Spotmarkt: Sehr unvollkommen (Beispiel)

Sensitivitätsrechnung: Wenn das Angebot/die Nachfrage um ... % steigt, verändert sich der Settlement Price um ...

	Ursprünglicher Settlement Price		Sensitivität						
			Angebot + 1 Prozent	Angebot + 2 Prozent	Angebot + 5 Prozent	Nachfrage + 1 Prozent	Nachfrage + 2 Prozent	Nachfrage + 5 Prozent	
Stunde 18	08.11.2005	85,73	veränderter Settlement Price	84,9	78	71	89	90,5	91,5
			Veränderung, €/MWh	-0,8	-7,7	-14,7	3,3	4,8	5,8
			Veränderung, %	-1,0	-9,0	-17,2	3,8	5,6	6,7
	15.11.2005	120,52	veränderter Settlement Price	110	100	106	127	142	150,3
			Veränderung, €/MWh	-10,5	-20,5	-14,5	6,5	21,5	29,8
			Veränderung, %	-8,7	-17,0	-12,0	5,4	17,8	24,7
	22.11.2005	310	veränderter Settlement Price	300	300	254	310	310	310
			Veränderung, €/MWh	-10,0	-10,0	-56,0	0,0	0,0	0,0
			Veränderung, %	-3,2	-3,2	-18,1	0,0	0,0	0,0
	29.11.2005	500,04	veränderter Settlement Price	400,1	400	349,9	580	590	699,8
			Veränderung, €/MWh	-99,9	-100,0	-150,1	80,0	90,0	199,8
			Veränderung, %	-20,0	-20,0	-30,0	16,0	18,0	39,9
			Min. Veränderung, €/MWh	-0,8	-7,7	-14,5	0,0	0,0	0,0
			Max. Veränderung, €/MWh	-99,9	-100,0	-150,1	80,0	90,0	199,8
			Min. Veränderung, %	-1,0	-3,2	-12,0	0,0	0,0	0,0
			Max. Veränderung, %	-20,0	-20,0	-30,0	16,0	18,0	39,9

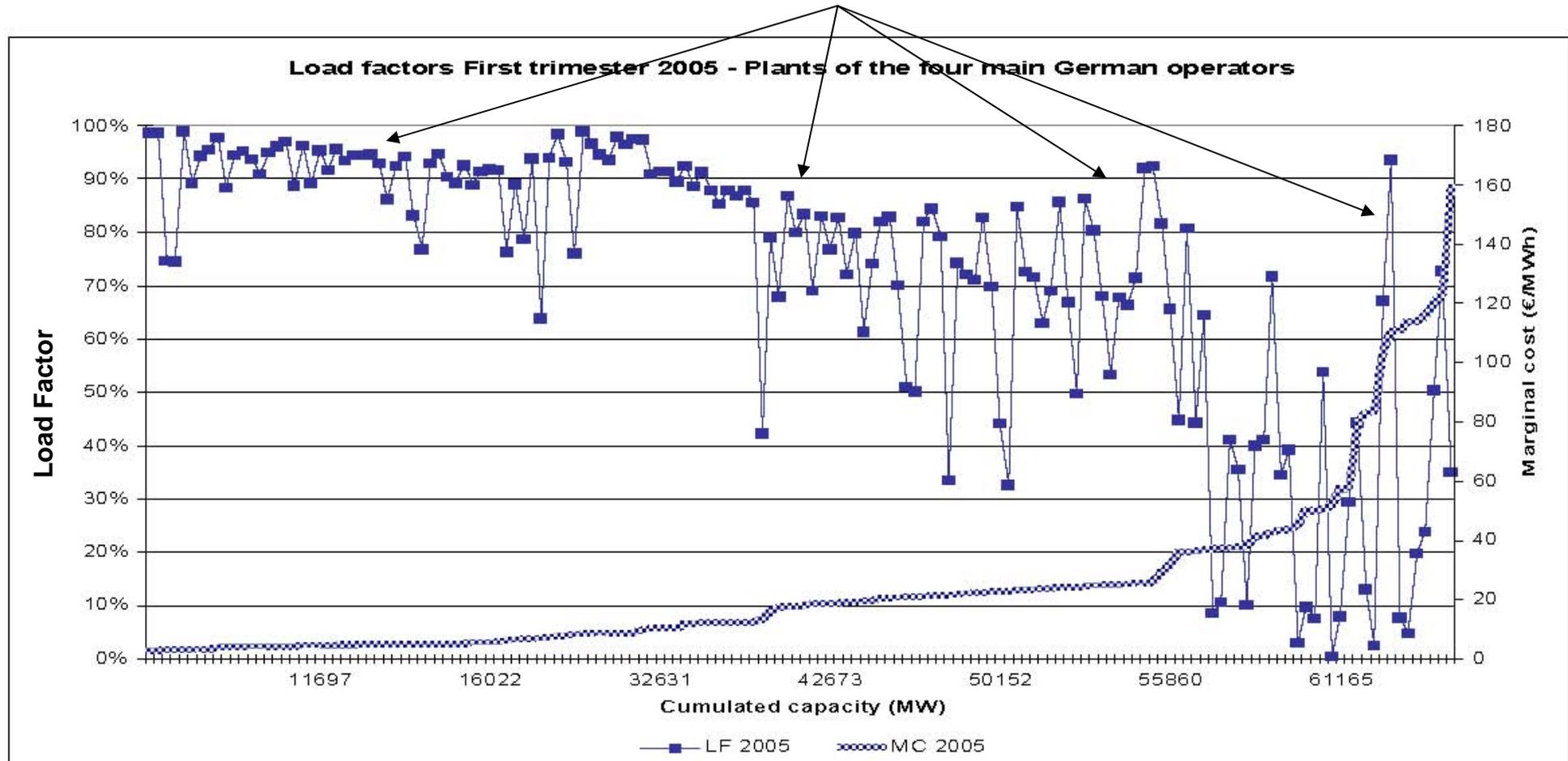
- Nur 2 Prozent mehr Angebot kann die Preise um 3 bis 20 % senken
- Nur 5 Prozent mehr Angebot kann die Preise sogar um 12 bis 30 % senken

Ein verbessertes Angebot könnte den Strompreis also erheblich senken !

Warum geschieht das nicht? Denn ausgehend von Preisen bei 500, 310, 120 und 85 €/MWh wäre für Kraftwerke – falls Wettbewerb besteht - viel Geld zu verdienen...

Indizien für nicht funktionierendes Strom-Wettbewerb

9. Trotz hoher Spot-Preise bestehen große ungenutzte Kapazitäten



Source: Energy Sector Inquiry 2005/2006, S. 132

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

- zu 9. Trotz hoher Spot-Preise bestehen große ungenutzte Kapazitäten (weil teilweise sehr niedrige Auslastungsgrade)
- deren Grenzkosten sich im Wesentlichen nur bis max. 40 €/MWh bewegen und erst im Spitzenbereich bis auf max. 160 €/MWh ansteigen
 - Warum werden diese Kapazitäten nicht auf dem Markt angeboten?
 - Nebenbei: Hier wird erneut deutlich, wie stark sich die Preise bereits von den hier gezeigten Grenz- und erst recht von den Durchschnittskosten entfernt haben.

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

10. Spielt Kapazitätszurückhaltung eine Rolle?

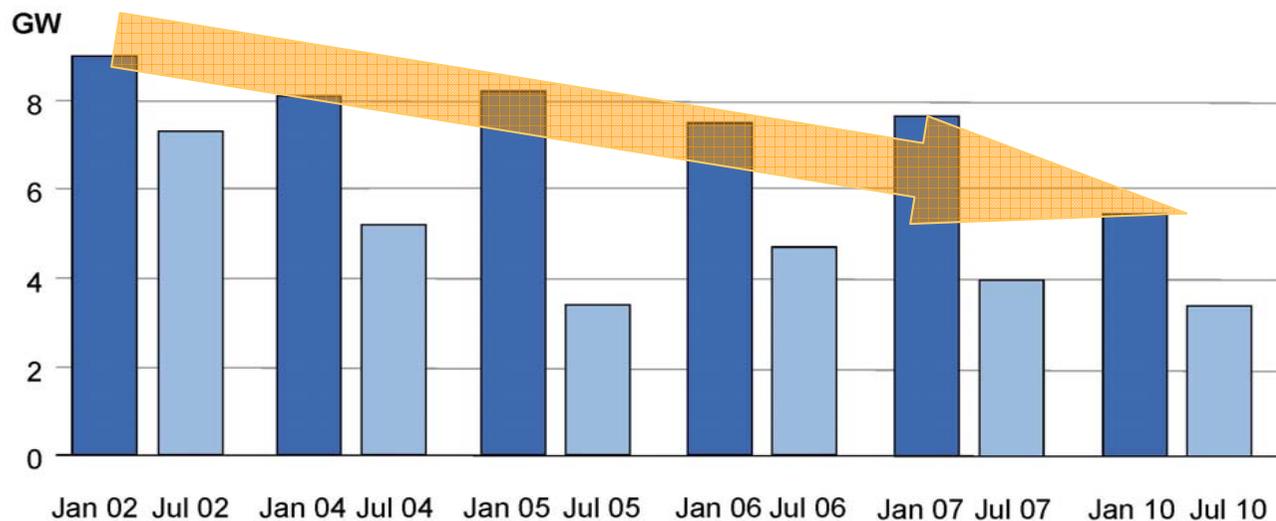
The price drivers (1): capacity bottleneck



VIK-Kommentar:

- Bezeichnend ist: Hier werden Kapazitäts-Engpässe als „Preis-treiber“ bezeichnet und gleichzeitig wird darüber informiert: „3 GW already taken out“
- Soll der derzeitige „Flaschenhals“ also noch weiter verengt werden?

Remaining power generation reserve capacity for Germany 2002–2010 (GW)¹



Domestic generating plant capacity Germany: 114.9 GW (2004)²

Source: Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE): System Adequacy Forecast 2002-2006 and Forecast 2005-2015. (www.ucte.org)

¹ Basis: third Wednesday 11 a.m.

² Estimated net generating plant capacity (UCTE).

- Substantial generation capacity taken out (RWE: 3 GW already taken out)
- Some capacity only available part time (e.g. wind)
- Increased volatility causes increased optionalities



Quelle: RWE, A. Voß, Sept. 2005 (Chief Fin. Officer von RWE Power)

VIK-Kommentar: vgl. Spotmarkt-Beispiel: Warum werden die Optionen auf Spotmarkt nicht wahrgenommen?

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

11. Kapazitätszurückhaltung auf dem Regelenergiemarkt?

- In den letzten Jahren sind große Kapazitäten vom Markt genommen worden
 - mit preissteigerndem Einfluss für die verbleibenden Kraftwerke
 - ➡ Erlössteigerung
- Vom Markt genommene Kapazitäten erzielen keine Erlöse....
 - denn sie werden verschrottet, außer
 - sie gehen in den Regelenergiemarkt.
- Dort erzielen sie sehr hohe Entgelte für ihren Stillstand
- Auffallend ist: Diese Kraftwerke werden nur selten zur Erbringung von Regelenergie aufgerufen!
 - ➡ z. B. wurden in den 8.832 Viertelstunden von Okt. bis Dez. 2005
 - Minutenreserve-Kraftwerke nur in etwa 1 % aller Viertelstunden dieses Quartals durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aufgerufen *)

*) E.ON, VET, EnBW (für RWE keine Daten verfügbar)

21

Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

- nur während 0,11 % aller Viertelstunden wurden sie von mehr als einem ÜNB eingesetzt
 - die verfügbare Gesamtkapazität der 3 ÜNB von 2.340 MW wurde nur mit max. 840 MW (die höchste Summe aller gleichzeitigen Absolutwerte) tatsächlich abgerufen
- ➡ Die verfügbare Gesamtkapazität entspricht fast zwei Kernkraftwerken
- ➡ Es bestehen also hohe Überkapazitäten am Regelenergiemarkt

Fazit:

- Doppelte Erlöse durch Verschieben von Kraftwerken vom Großhandels- in den Regelenergiemarkt

Fragen:

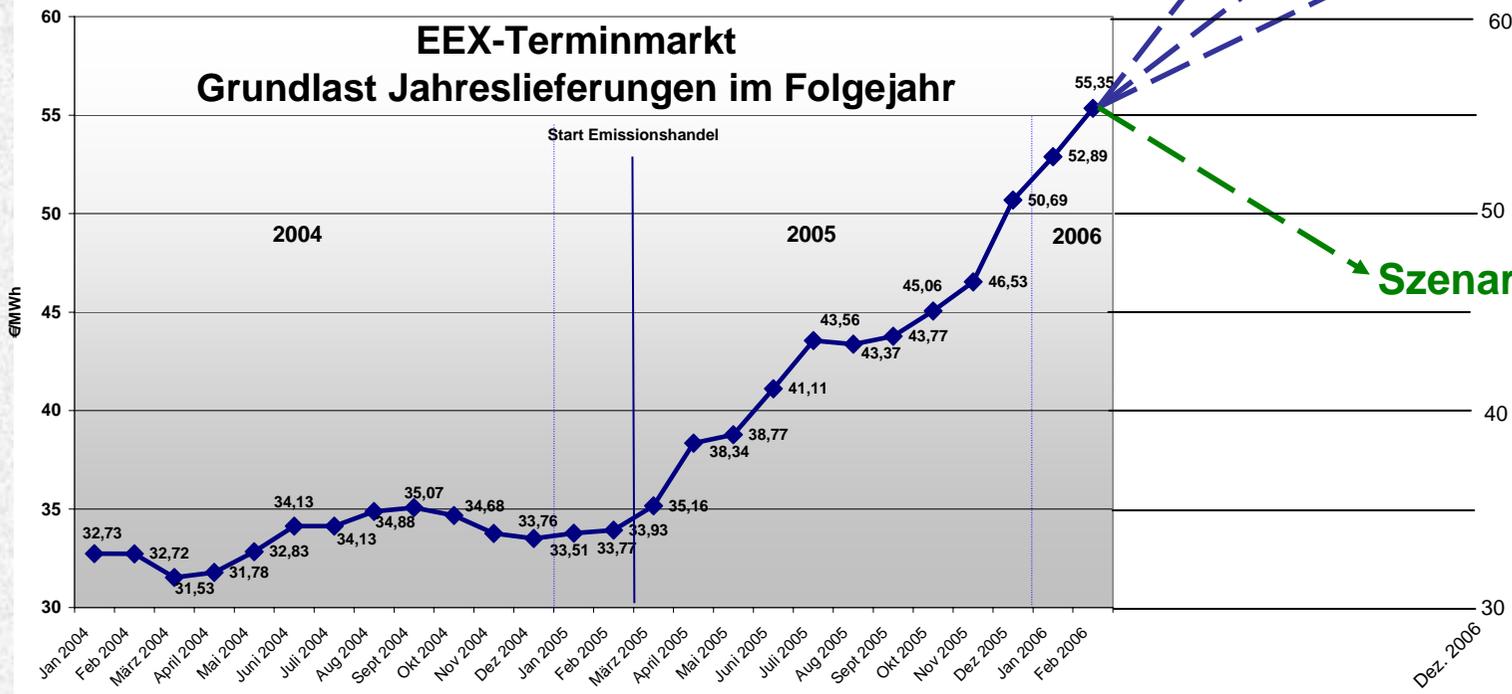
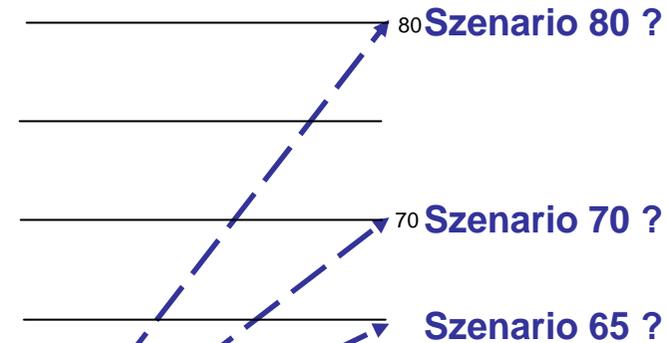
- Warum werden – angesichts sehr hoher Spotmarkt-Preise – die Überkapazitäten des Regelenergiemarktes nicht von diesem auf den Spotmarkt übertragen?

Ausblick:

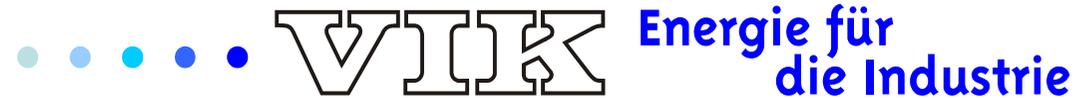
Wenn diese Entwicklung so weitergeht, steht der Strompreis Ende 2006 bei 80 €/MWh

Frage an die EVU:
Was tun Sie dagegen?

Frage an die Politik:
Wollen Sie das zulassen?



Szenario Wettbewerb ?



Dr. Alfred Richmann

Geschäftsführer

VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Hauptgeschäftsstelle:
Richard-Wagner-Straße 41
45128 Essen
Postfach 10 39 53
45039 Essen

Telefon: (0201) 8 10 84-11 Fax: -30
Mobil: (0173) 2 52 39 73
eMail: a.richmann@vik.de
Internet: www.vik.de