

***Interdependenzen von PV
und Strommärkten:
mögliche Konsequenzen und
>> Forschungsfragen***

Eva Hauser, M.A. – hauser@izes.de

- 1** Das Ziel: die Transformation des Stromsystems
- 2** Systemtransformation des Stromsystems hin zu EE
- 3** Interdependenzen der EE mit den Strommärkten
- 4** Notwendige Konsequenzen hieraus
- 5** Einige weitere Forschungsfragen

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

§ 1 Zweck des Gesetzes

(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

- 1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,*
- 2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,*
- 3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und*
- 4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050*

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.

Strom aus Erneuerbaren Energien in der BRD im ersten Halbjahr 2011

	1. Halbjahr 2010	1. Halbjahr 2011*	Anteile am Gesamt- Bruttostromverbrauch	Anteile an EE- Stromerzeugung
	in TWh		in %	
Windenergie	18,3	20,7	7,5	36
Biomasse	14,8	15,4	5,6	27
Wasserkraft	9,8	9,2	3,3	16
PV	5,5	9,7	3,5	17
"Müll" und sonstige EE	2,2	2,2	0,8	4
Summe	50,4	57,2	20,7	
Gesamt		276	100	100

* geschätzt und gerundet

** nur erneuerbarer Anteil

Quelle: PM bdew vom 29.8.2011 und eigene Berechnungen



Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse
Diskussion der Erfahrungen und Perspektiven
Dienstag, 12. Juli 2011

EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE

Zur Veranstaltung

...

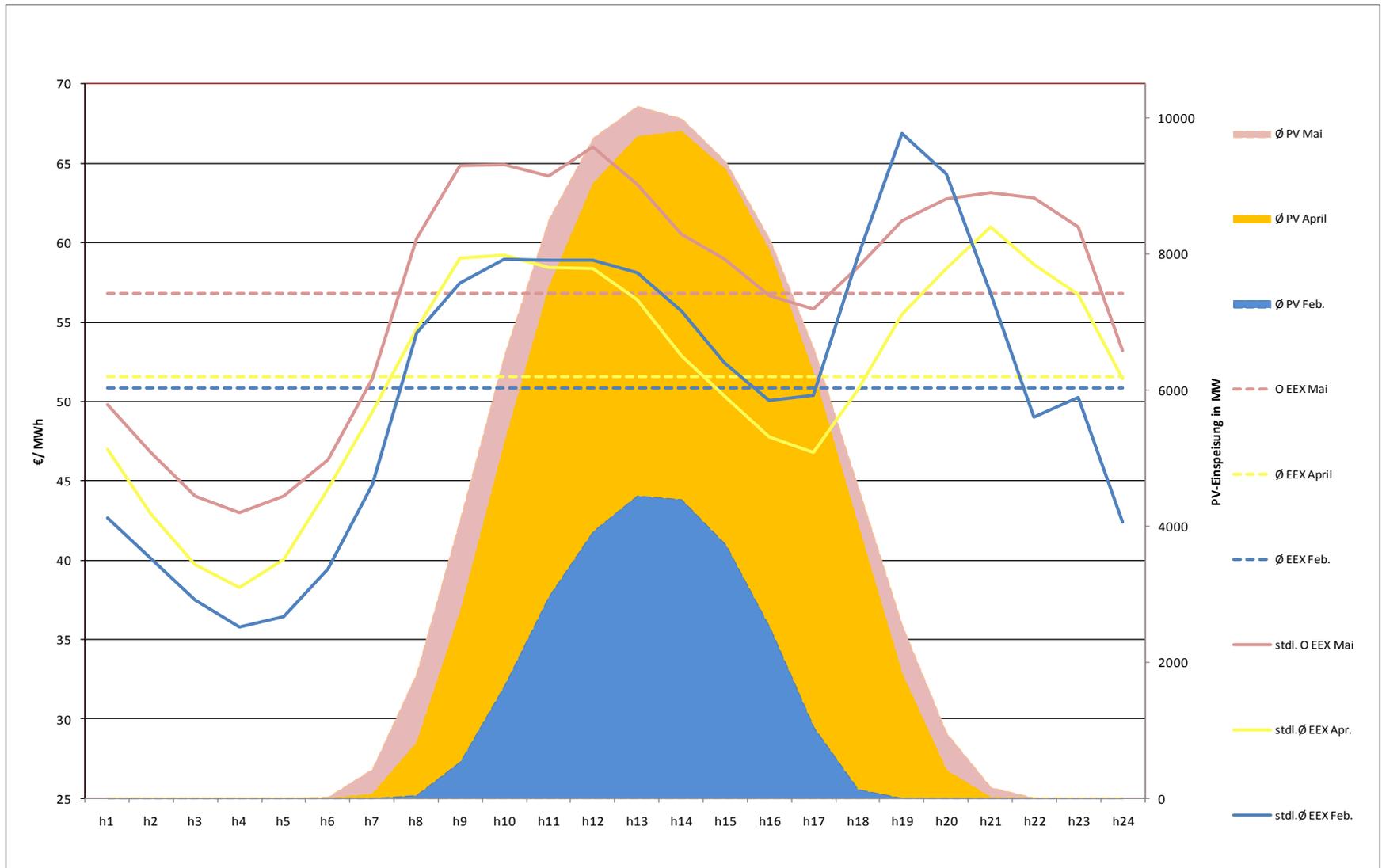
In diesem Sinn ist die Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse bisher eine Erfolgsgeschichte. Diese muss nun aber fortgeschrieben und weiterentwickelt werden, wenn in absehbarer Zeit die Hälfte des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden soll. Der bisherige Mechanismus wird an seine Grenzen stoßen. **Mit dem Wandel der Erneuerbaren vom Nischenprodukt zum zukünftigen zentralen Pfeiler unserer Industriegesellschaft wird eine wesentlich marktorientiertere Nutzung regenerativer Energiequellen unumgänglich sein. Diese Weiterentwicklung bedeutet, dass den Betreibern erneuerbarer Anlagen Anreize geboten werden sollen, um eine bedarfsgerechtere Stromspeisung zu erreichen. Dadurch kann eine sukzessive Integration in den Markt erfolgen. Sie stehen damit an der Schwelle, zu technisch und ökonomisch regulären und selbstständigen Marktakteuren zu werden.**

**Welche Veränderungen bewirken die
EE in den Strommärkten?**

**Können die EE reguläre
Strommarktteilnehmer werden?**

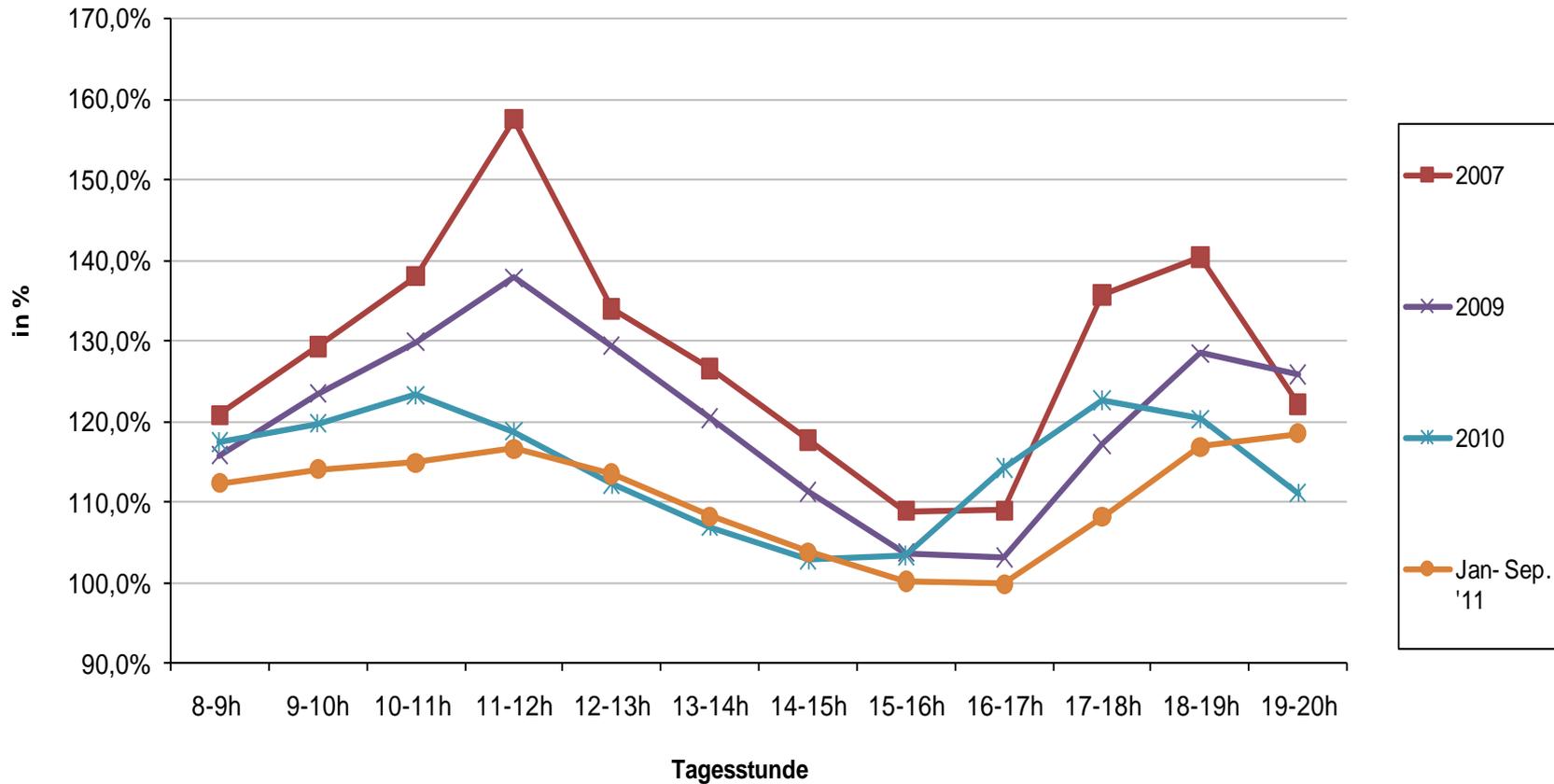
- Bedeutet eine „Marktintegration“ der EE auch eine „Systemintegration“ der EE?
- Welche Rolle spielt sie für die Systemtransformation?
- Bei der Beantwortung dieser Frage sollten die folgenden Aspekte Beachtung finden:
 - Sind die „Marktintegration der EE und die Vorrangregelung für die EE miteinander kompatibel?
 - Stellt der Merit-order-Effekt der EE selbst ein Hemmnis dar?
 - Entstünden dadurch weitere Rahmenbedingungen, die den Zubau von EE behindern könnten?

- ❖ Sind die ‚Marktintegration‘ der EE und die Vorrangregelung für die EE miteinander kompatibel?
 - ❖ FEE: Abschaltung/ Drosselung verursacht kaum variable Kosten.
 - ❖ Sollte die Drosselung konventioneller Kraftwerke betriebswirtschaftlich betrachtet höhere Kosten verursachen, würden FEE in solchen Situationen abgeregelt.
 - ❖ REE: Entscheidend für Marktteilnahme sind Brennstoffkosten.
 - ❖ Sofern diese teurer als konventionelle Energieträger sind, kämen REE in einem marktbasieren System nicht zum Zug.
- ❖ In einem vollständig marktbasieren System der Nutzung der EE besitzen die EE keinen Vorrangstatus mehr!



Darstellung IZES auf Basis von Daten der EEX

Verhältnis der Stundenmittelwerte der Peak-Stunden
zum jährlichen Durchschnittswert des EEX-Spotmarktpreises
von 2006 bis 2010 (inkl. Jan. - Sep. 2011)



Darstellung IZES auf Basis von Daten der EEX

EPEXSPOTAUCTION

DATA TABLE

DATA CHART

AGGREGATED CURVE

France Germany/Austria (Phelix) Switzerland (Swissix)

21/06/2011



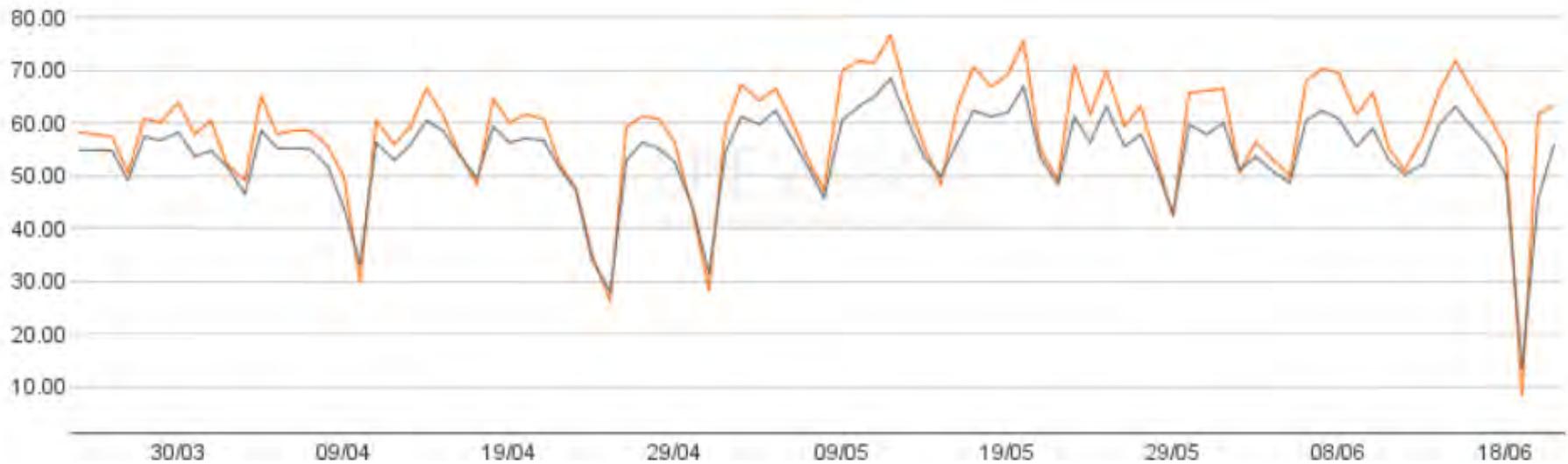
21/06/2011

Day Week Month Quarter Year

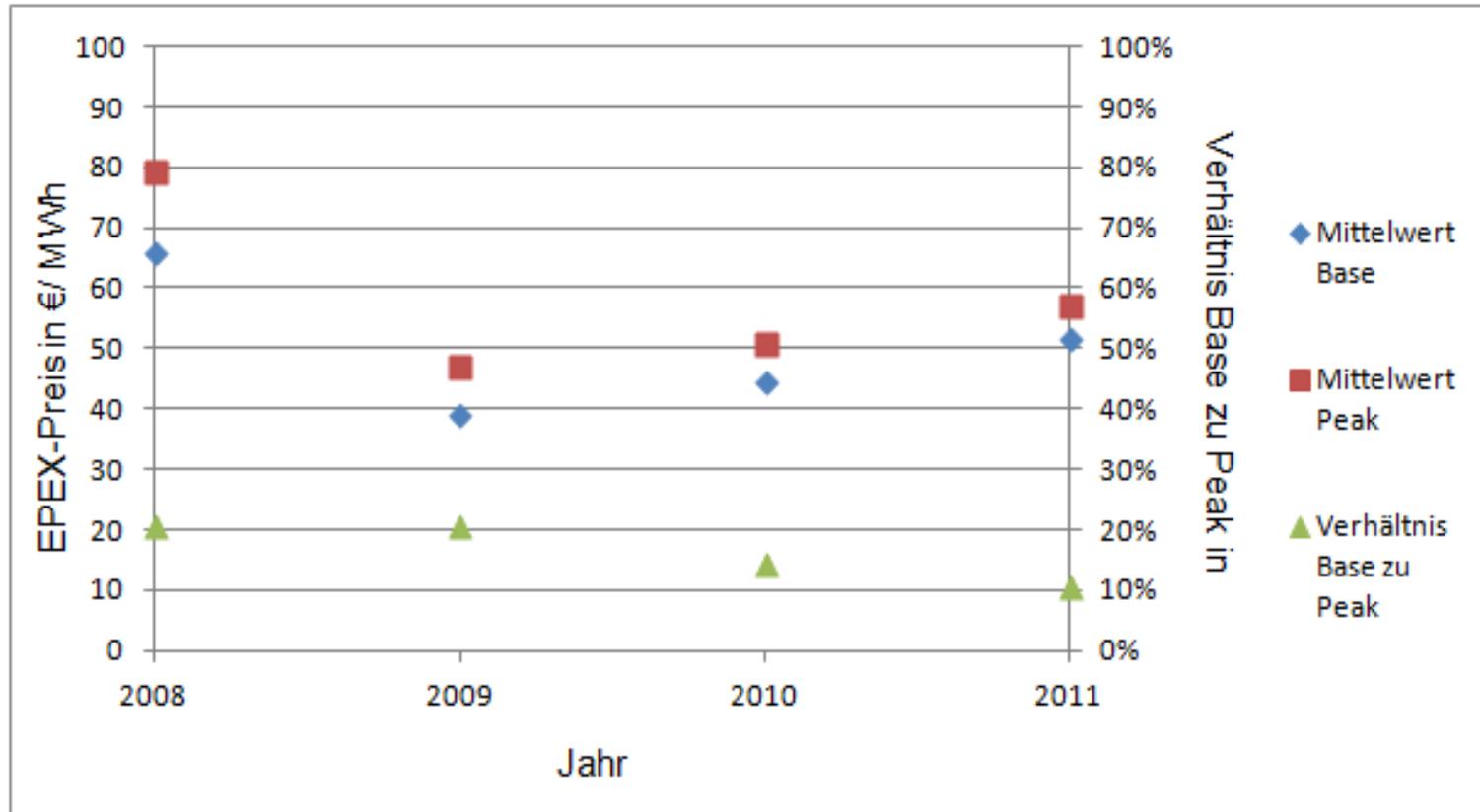
no average

€/MWh

Price



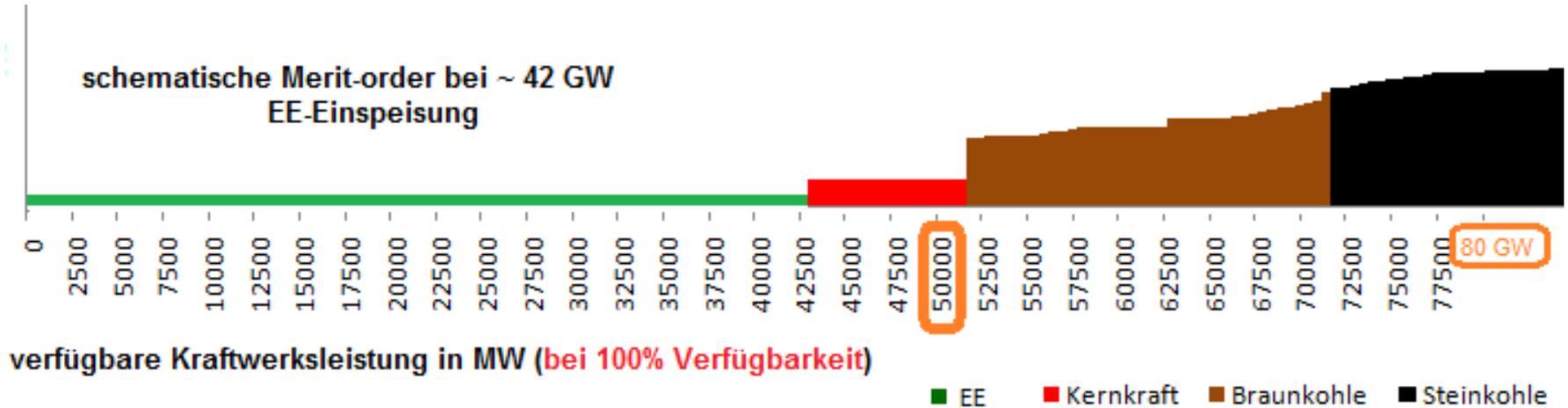
Sinkende Bedeutung der Peak-Preise -II



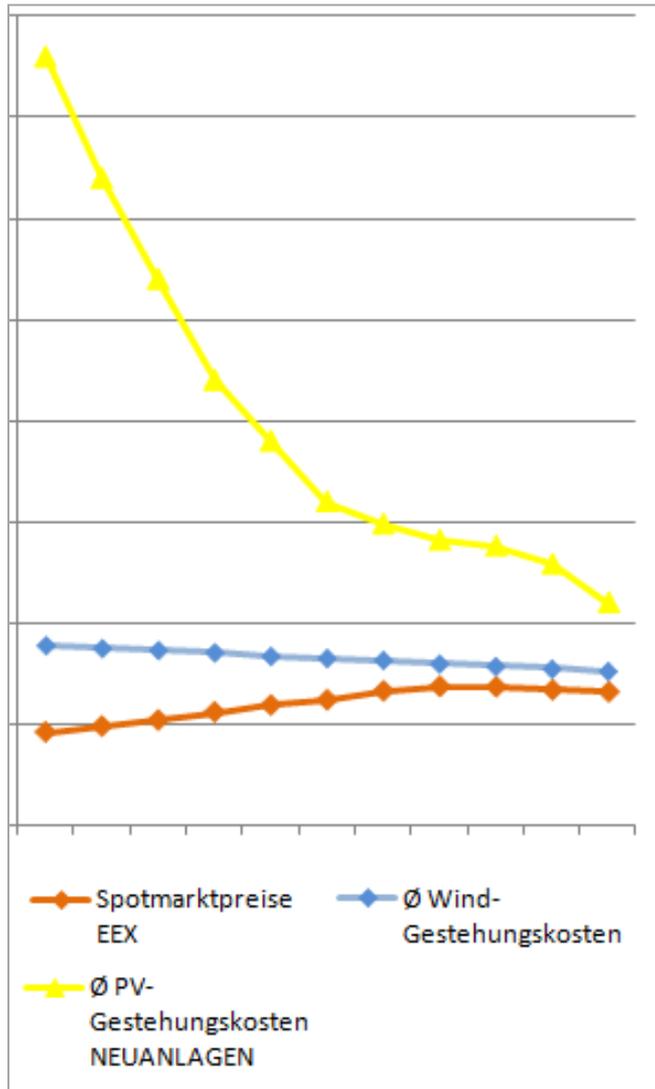
	2008	2009	2010	2011
Mittelwert Base (€/ MWh)	65,76	38,85	44,49	51,53
Mittelwert Peak (€/ MWh)	79,43	46,83	50,95	56,97
Verhältnis Base zu Peak	20,8%	20,5%	14,5%	10,5%

Quelle: www.eex.com; Darstellung IZES

- Es sind drei bedeutende Trends am Spotmarkt der EPEX zu beobachten:
 - Die Entstehung eines neuen Tagesprofils mit vier charakteristischen Elementen:
 - Minimum in den frühen Morgenstunden, v.a. im Winter
 - Morgendliches Hoch der Strompreise, teilweise sogar über der sog. Mittagsspitze
 - V.a. in sonnenreichen Monaten: ausgeprägtes Tief am Nachmittag
 - neues Preishoch in den Abendstunden, je nach Tageslichtmenge
 - Eine generelle Vergleichmäßigung der Preise in den Peak-Stunden.
 - Eine Aufweichung des bisherigen Konzepts von ‚peak‘ und ‚base‘.



- Wind und PV haben beide, unterschiedlich ausgeprägte, preissenkende Effekte
- stufenweise Ausprägung des Merit-order-Effektes der EE, vor allem Wind
- Bei zunehmenden EE-Mengen werden AKW immer häufiger preissetzend.
- Zusätzlich werden die Preise der Peak-Stunden v.a. durch PV nivelliert.
- Langfristig könnten ihre eigenen preissenkenden Effekte eine Vermarktbarkeit der FEE erschweren, wenn nicht gar unmöglich machen.
- Bei (gewünscht) hohen Zubauraten und Repowering von alten WKA sollte auch die Durchschnittsvergütung der FEE nicht so schnell sinken, dass eine Refinanzierung nur über den Strommarkt möglich wird!



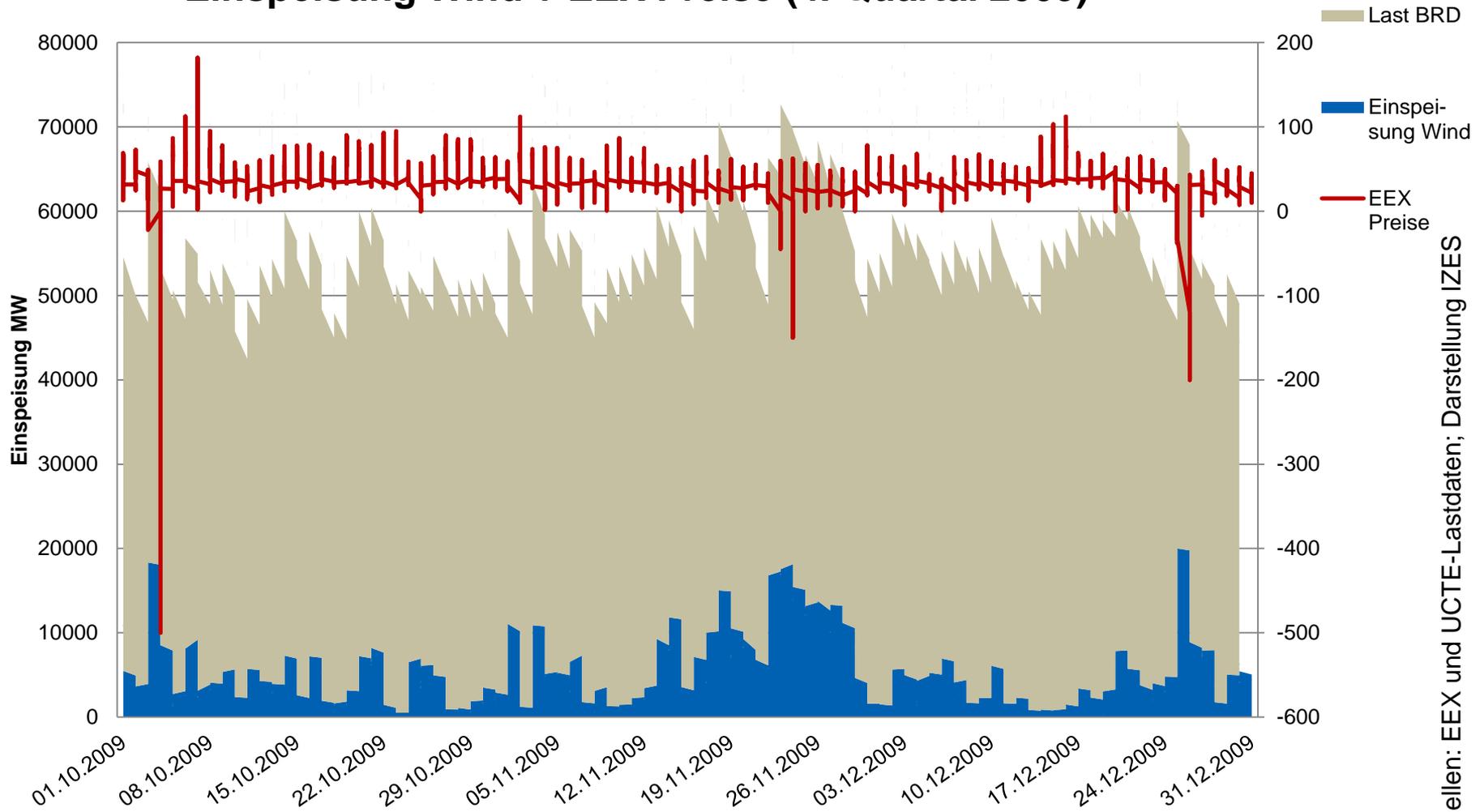
- Während der Transformationsphase des Energiesystems, während der die EE weiter ausgebaut werden müssen, erscheint es unwahrscheinlich, dass sich EE am Strommarkt refinanzieren können.
- Wenn die politische Zielsetzung es ist, eine umweltfreundliche, ressourcenschonende und preisgünstige Stromversorgung zu ermöglichen, braucht es dafür die notwendigen politischen und marktlichen Rahmenbedingungen.
- Wichtig dabei: Investitionssicherheit für EE-Investoren; eine prinzipiell marktbasierende Refinanzierung der EE trägt nicht unbedingt dazu bei!
- Die technischen Fragen der Systemintegration (notwendige Erbringung von Systemdienstleistungen, Aufbau von Speicherkapazitäten, Ausgleich der FEE-Fluktuation) werden hierdurch nicht gelöst
- Die Teilnahme der EE am Strommarkt als Gleiche unter Gleichen könnte letzten Endes sogar ein Hindernis für den Ausbau aller EE werden!

**Was bedeutet bedarfsgerechte
Einspeisung?**

Wer sollte bedarfsgerecht einspeisen?

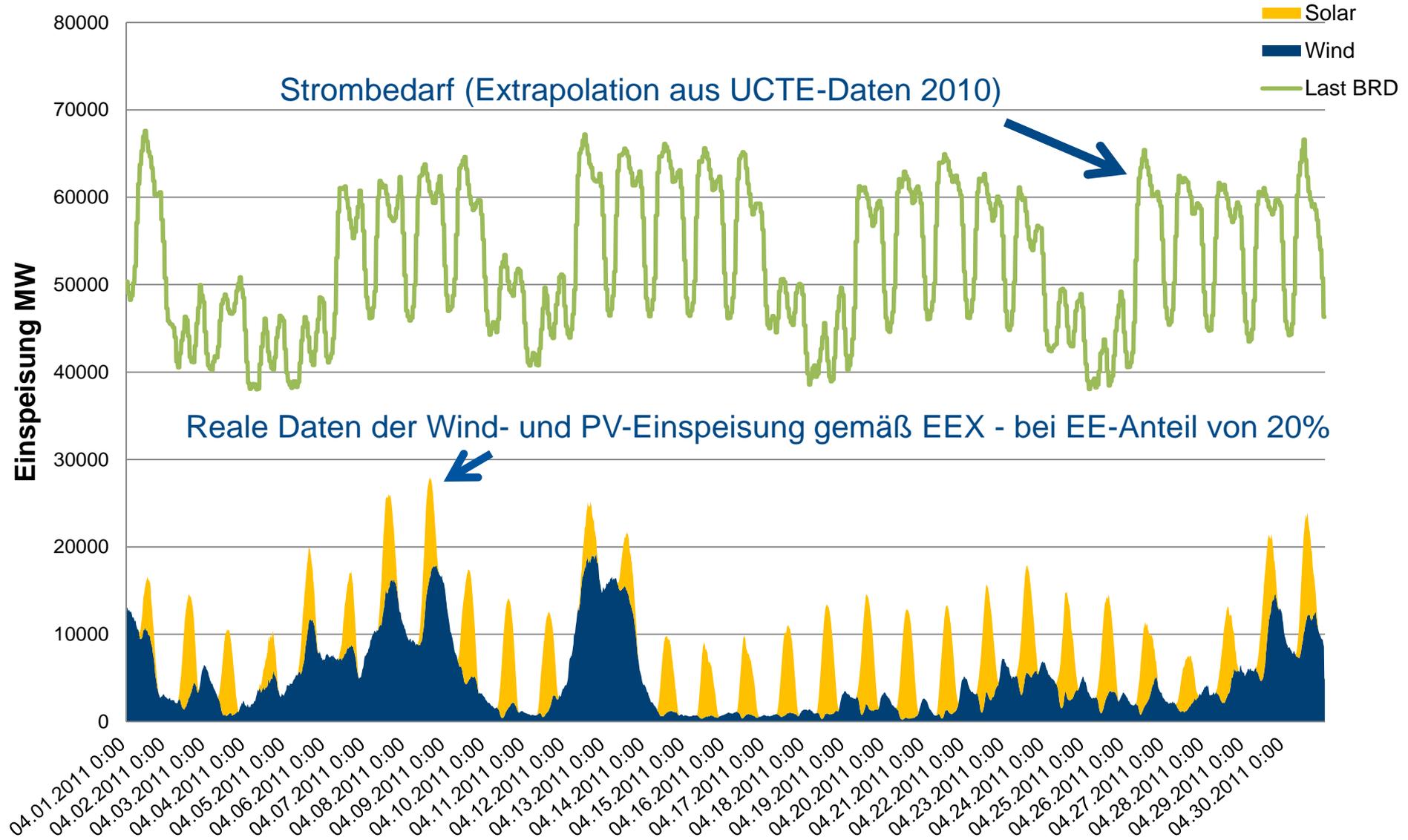
- ❖ Seit der Einführung der negativen Spotmarktpreise 2008 wurde die Forderung erhoben, die (F)EE im Falle negativer Preise zu drosseln.
- ❖ Damit sollten die hieraus resultierenden Kosten für die Erzeuger einerseits, aber auch für die EEG-Umlage begrenzt werden.
- ❖ In der Folge wurde das untere Preislimit an der EPEX heraufgesetzt, der Handel am Wochenende zeitnäher durchgeführt und Mechanismen (AusglMechAV) gefunden, die die Häufigkeit negativer Preise vermindern sollten.
- ❖ Gleichzeitig änderten auch viele Marktteilnehmer ihr Verhalten, um das Auftreten negativer Preise zu verhindern.
- ❖ Dies führte (zusätzlich zu zwei eher windschwachen Jahren) dazu, dass das Problem der negativen Preise stark eingedämmt wurde.

Einspeisung Wind + EEX Preise (4. Quartal 2009)

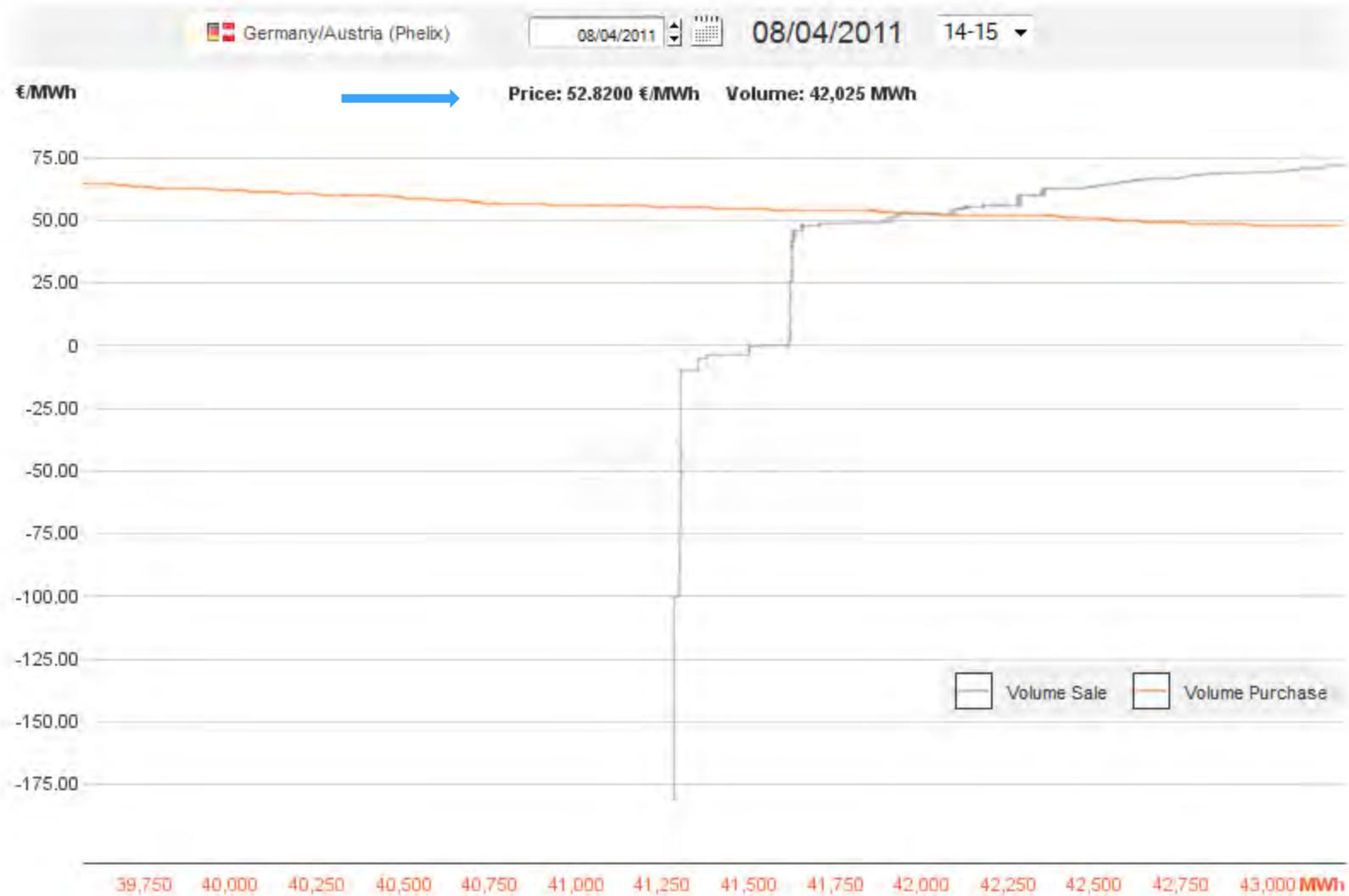


Quellen: EEX und UCTE-Lastdaten; Darstellung IZES

Strombedarf und FEE-Einspeisung im April 2011



EE-Einspeisepeak am 8.April 2011



Quelle: www.epexspot.com

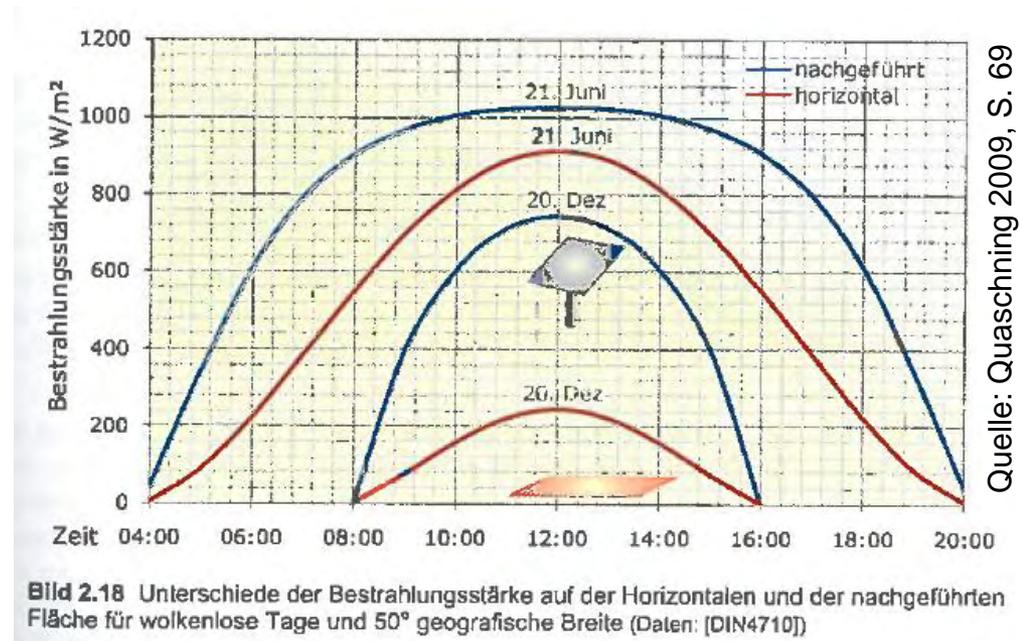
- ❖ Erzeugungsanlagen müssen gedrosselt/ abgeregelt werden, wenn dem erzeugten Strom keine entsprechende Nachfrage gegenüber steht oder
- ❖ Der erzeugte Strom wird, ggf. nach einem Umwandlungsschritt, gespeichert und zu einem anderen Zeitpunkt abgerufen oder
- ❖ Die Nachfrage wird - sofern möglich - „angebotsgerecht“ verlagert.
- ❖ Bei Abregelung/ Drosselung ist zwischen konventionellen sowie REE- und FEE-Anlagen zu unterscheiden.
 - ❖ Die Drosselung oder Abregelung von konventionellen Stromerzeugungsanlagen verursacht Kosten.
 - ❖ Prinzipiell sind auch REE-Anlagen steuerbar (auch wenn die notwendigen Speicher hierfür entweder noch nicht durchgängig bestehen oder ggf. gegenwärtig hohe Kosten verursachen)
 - ❖ Die Abregelung oder Drosselung von FEE-Anlagen verursacht keine variablen Kosten.

- Auch im Jahr 2011 (nach Fukushima und der Abschaltung von 8 der gesamt 17 Kernkraftwerke und bei rd. 28 GW inst. Wind- sowie rd. 18 GW installierter PV-Leistung) besteht KEIN Problem mit einem ZUVIEL an FEE-Einspeisung
- Die Problematik besteht eher darin, dass unflexible Erzeugungsanlagen entweder
 - Aus technischen oder Stabilitätsgründen am Netz bleiben müssen oder
 - Ihre Drosselung oder Abschaltung mit Kosten verbunden ist während die Drosselung von FEE keinerlei Kosten verursacht.
- Eine Drosselung von FEE-Anlagen (mit sehr geringen variablen Kosten) ist aber weder ökonomisch noch ökologisch sinnvoll.
- Flexibilisierung (d.h. „bedarfsgerechte Einspeisung“) MUSS, sofern keine zwingenden netztechnischen Gründe vorliegen, von den BRENNSTOFFBASIERTEN KRAFTWERKEN geleistet werden.
- Notwendig sind daher Instrumente zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks!

Einige mögliche Konsequenzen und weitere Forschungsfragen

Thema: Nachführung PV-Anlagen

- Sollte verstärkt auf PV-Anlagen mit sensor-gesteuerter Nachführung gesetzt werden, die das Licht in den sonnen-ärmeren Tages- und Jahreszeiten besser nutzen können?
- Bedürfte es spezifischer Mechanismen zur verstärkten Nutzung dieser Technik?



- ❖ Welches sind die Ursachen negativer Spotmarktpreise?
 - ❖ Kraftwerksbetreiber treffen im Rahmen ihrer täglichen Einsatzplanung auf der Basis der Teilnahme an verschiedenen Strommärkte (v.a. Regelenergie!) Einsatzentscheidungen, die unabhängig vom Aufkommen der EE sind?
 - ❖ Gezielte Beeinflussung der Börsenpreise, z.B. um Arbitragegewinne durch Einspeicherung in Pumpspeicher-KW zu erzielen?
 - ❖ ‚Marktversagen‘ (fehlende Handelsaktivitäten am Wochenende), Handelsteilnehmer befanden sich noch am Anfang der Lernkurve?
- ❖ Erfüllen die negativen Börsenpreise die ihnen zugeschriebene Lenkungswirkung?
 - ❖ Ihre Höhe hängt vermutlich v.a. von den Inflexibilitäten der konventionellen KW ab, auch Marktmacht könnte eine Rolle spielen.
 - ❖ Liefern sie wirklich Anreize für Demand-Side-Management oder zum Bau/ zur Erforschung von Speichertechnologien?
- ❖ Sollten sie diese Lenkungswirkung nicht erzielen, darf auch ihre Abschaffung kein Tabu sein!

- In wieweit entstehen gerade in den Morgen- und Abendstunden Zeiträume mit Bedarf für und Refinanzierungsmöglichkeiten von neuen, flexiblen Gaskraftwerken, v.a. mit Wärmeauskopplung?
- Welche weiteren Ausgleichsoptionen könnten hiervon profitieren?
- Welche weiteren Ausgleichsoptionen (demand side management, CSP, Speicher) werden wann gebraucht?
- Inwieweit entstehen Notwendigkeiten für Stromspeicher und Refinanzierungsmöglichkeiten hierfür?
- Kann hiermit auch die Entwicklung von Speichern angereizt und bezahlt werden?
- Wenn nein, welche Mechanismen werden benötigt, um Speicher und andere Ausgleichsoptionen zu finanzieren?

Forschungsfrage: Wie können die EE sukzessive die ‚must-run-Kraftwerke‘ ersetzen?

- ❖ Es bedarf einerseits technischer Innovationen, aber auch gesetzgeberischer oder regulatorischer Innovationen.
- ❖ Dabei muss die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks angestrebt werden, um ihre Erzeugung an das Dargebot der FEE anzupassen.
- ❖ Die Marktregeln sollten so angepasst werden, dass ein FEE-konformes Verhalten der Marktteilnehmer ermöglicht wird: Bekanntmachung EE-Prognosen, Handelszeitpunkte und Handelszeiträume
- ❖ EE sollten an den verschiedenen Teilmärkten des Stromsystems (energy-only-Märkte, Futures-Märkte, Regelleistungsmärkte, weitere Systemdienstleistungen) auch im Rahmen des EEG teilnehmen können, um bestehende must-run-Kraftwerke ersetzen zu können.
- ❖ Hierbei braucht es auch die Erforschung weiterer – neuer – Ausgleichsoptionen (DSM, Speicher, CSP) zur Erbringung der notwendigen Systemdienstleistungen.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Eva Hauser

IZES gGmbH

Altenkesseler Str. 17a

D- 66115 Saarbrücken

+ 49 681 9762-840

hauser@izes.de

Hintergrundinformationen

Sinkende Bedeutung der Peak-Preise - 2

	Ø-Wert Diff.zwischen Peak und Base	Fälle Peak < Base	Ø-Wert der Diff. zw. Peak und Base bei P < B	Niedrigster Wert der Diff. zw. Peak und Base
2007	10,76 €/MWh	2	-0,56 €/MWh	-0,92 €/MWh
2008	13,67€/MWh	2	-0,93 €/MWh	-1,27€/MWh
2009	7,97 €/MWh	2	-1,79 €/MWh	-2,9 €/MWh
2010	6,33 €/MWh	6	-1,2 €/MWh	-1,63 €/MWh
Q1&2/ 2011	4,25 €/MWh	10	-1,78 €/MWh	-5,43€/MWh

Tabelle 1: durchschnittliches Verhältnis der Peak- zu den Base-Preise, Quelle: Daten von EPEX Spot, Berechnungen IZES