

# Energiepolitische Chancen der Marktprämie

25.mai 2012

Berliner Energietage

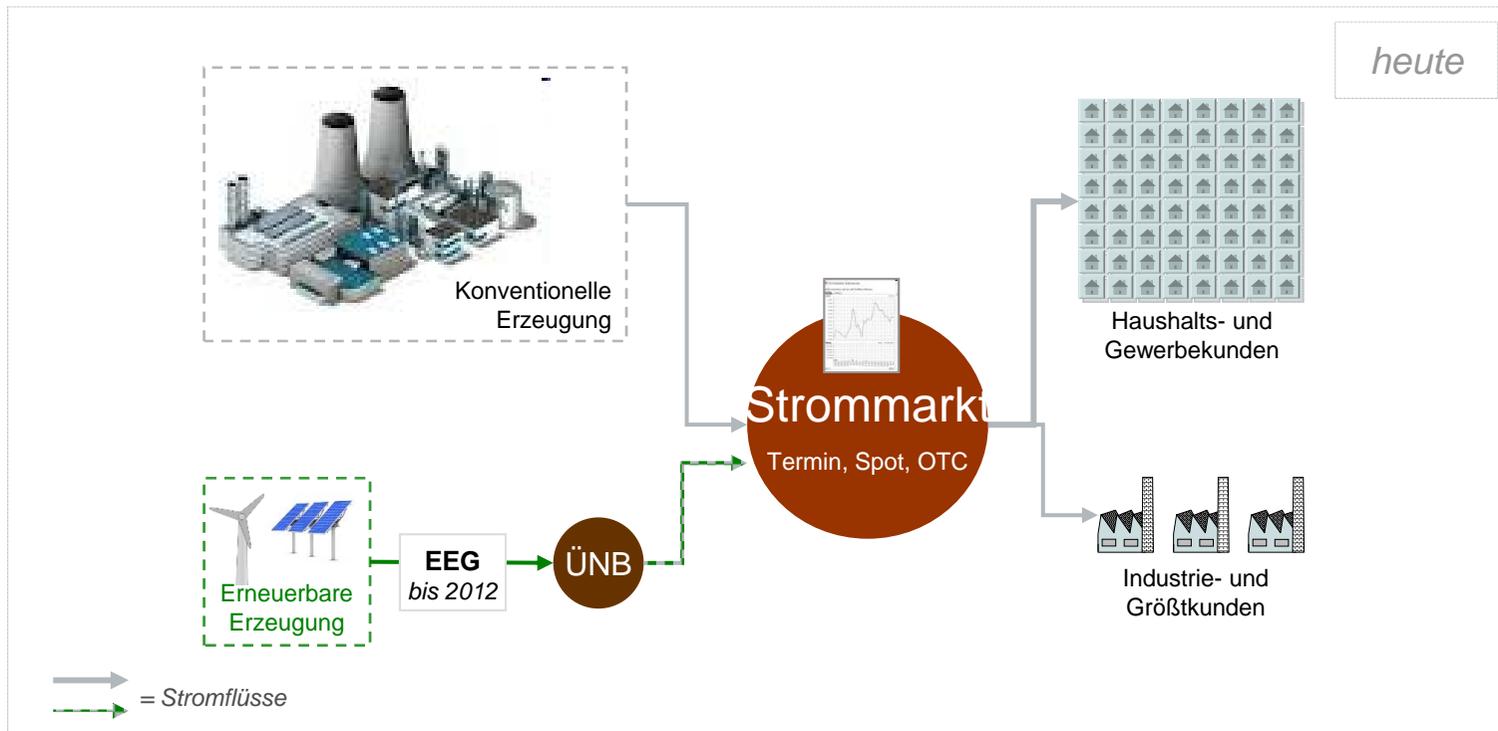
Eberhard Holstein

---

**Grundgrün**  
grüner wird's nicht

**Grundgrün**

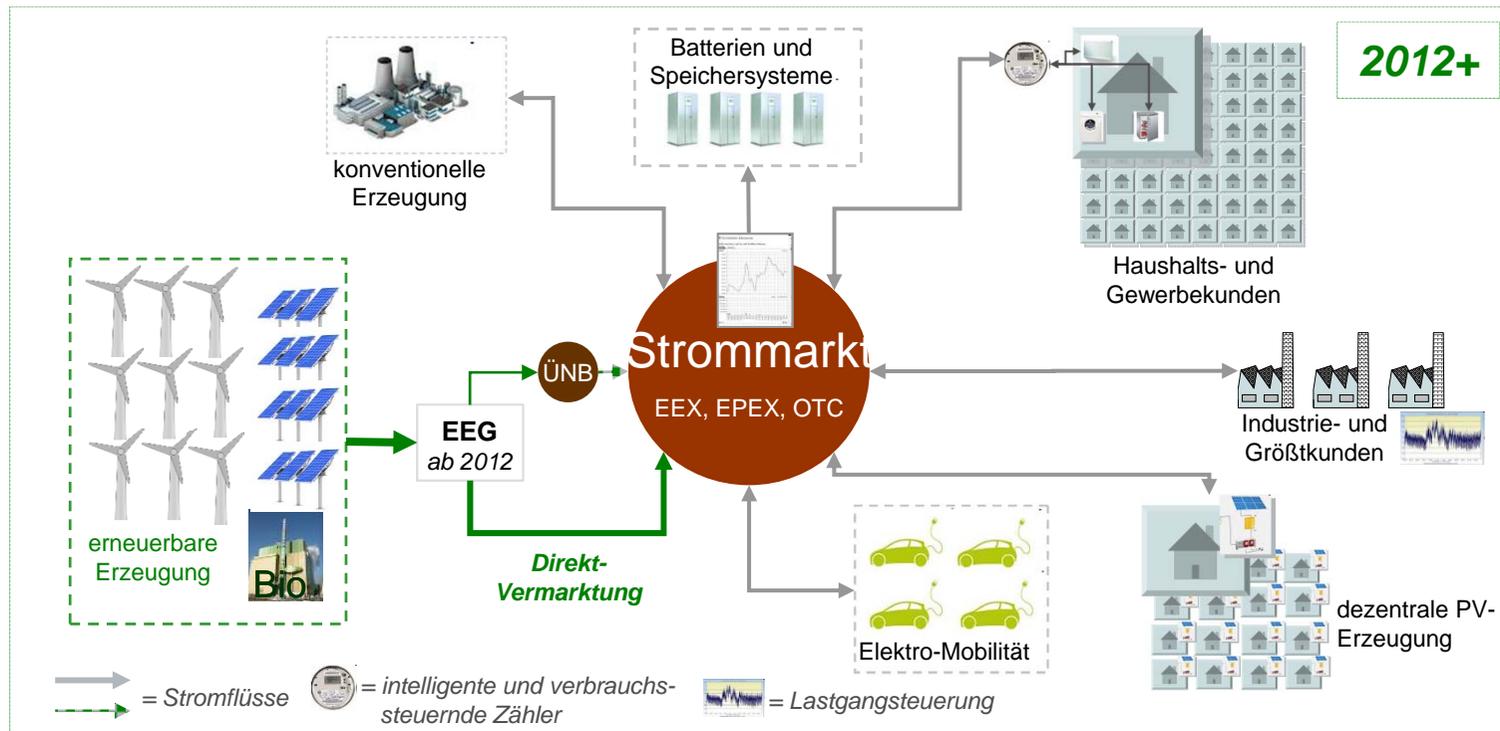
# Der Energiemarkt heute



- ! Der **Strommarkt** wird **dominiert** über die Vermarktung großer konventioneller Erzeuger und die Übertragungsnetzbetreiber (im Rahmen der Vermarktung EEG-geförderten Stroms).
- ! Der **Endkundenbedarf** “determiniert“ die Erzeugung.
- ! Der **Strompreis** leitet sich viertelstündlich aus dem Matching von Angebot und Nachfrage zu Grenzkosten ab.

Grundgrün

# Der Energiemarkt der Zukunft



- ✓ Die **Dominanz** der großen konventionellen Erzeugung und der ÜNBs am Strommarkt wird kontinuierlich zugunsten der Direktvermarktung von erneuerbarer Erzeugung schwinden.
- ✓ Auf **Verbrauchsseiten** steigen die Möglichkeiten der Lastgangsteuerung („Flexibilität“).
- ✓ Der **Strompreis** leitet sich aus einer Vielzahl von neuen „Flexibilitäten“ ab: die kurz- und mittelfristige Bewertungen von Erzeugungsanlagen und Lastprofilen wird zunehmend komplex.

## Warum überhaupt Direktvermarktung, warum die Marktprämie?

- Direktvermarktung stellt einen im Wettbewerb organisierten Weg zur Auslieferung von EEG – Strom dar
- Direktvermarktung ermöglicht einen Bezug zwischen EEG – Produktion und Endkunden
- Direktvermarktung eröffnet wettbewerbliche regel- und Ausgleichsenergiemärkte
- Direktvermarktung fördert das Verständnis der EEG – Produzenten und dem Bedarf: Wind/ Generatorleistung, Solar/ Mover oder Westorientierung
- Warum nicht Grünstromprivileg? Marktprämie nutzt alle EEG – Anlagen, Wind und Solar sind die Zukunftsmischung

## Wo hakt es am Anfang?

- Die Vertragsentwicklung stellt eine hohe Hürde an die Kompetenz der Beteiligten. 2 Modelle: Marktprämie inclusive oder exclusive. MWSt Problem!
- Der Einfluss der Banken auf den Prozess ist erheblich; alle EEG- Anlagen sind Bankenfinanziert und die Stromproduktion abgetreten. Hohes Sicherheitsbedürfnis der Banken wurde auch durch Marktführer bedient
- Sicherheitenstellung meist 3,5 Monate ( Wechselfristen Bilanzkreis)
- Noch kein regulierter Einspeiserwechselprozess. Manche VNBs unterstützen, andere legen Steine in den Weg.

# Prognosegenauigkeit: Theorie und Praxis

## Theorie:

- Mehrere Anbieter machen Individualprognosen, onlinewerte werden rückgemeldet, Prognosen damit rekaliibriert
- Zugriff auf Leitsystem von Hersteller oder Betreiber
- Start der Prognose mit Lernergebnis aus 1 Jahr historischer Daten

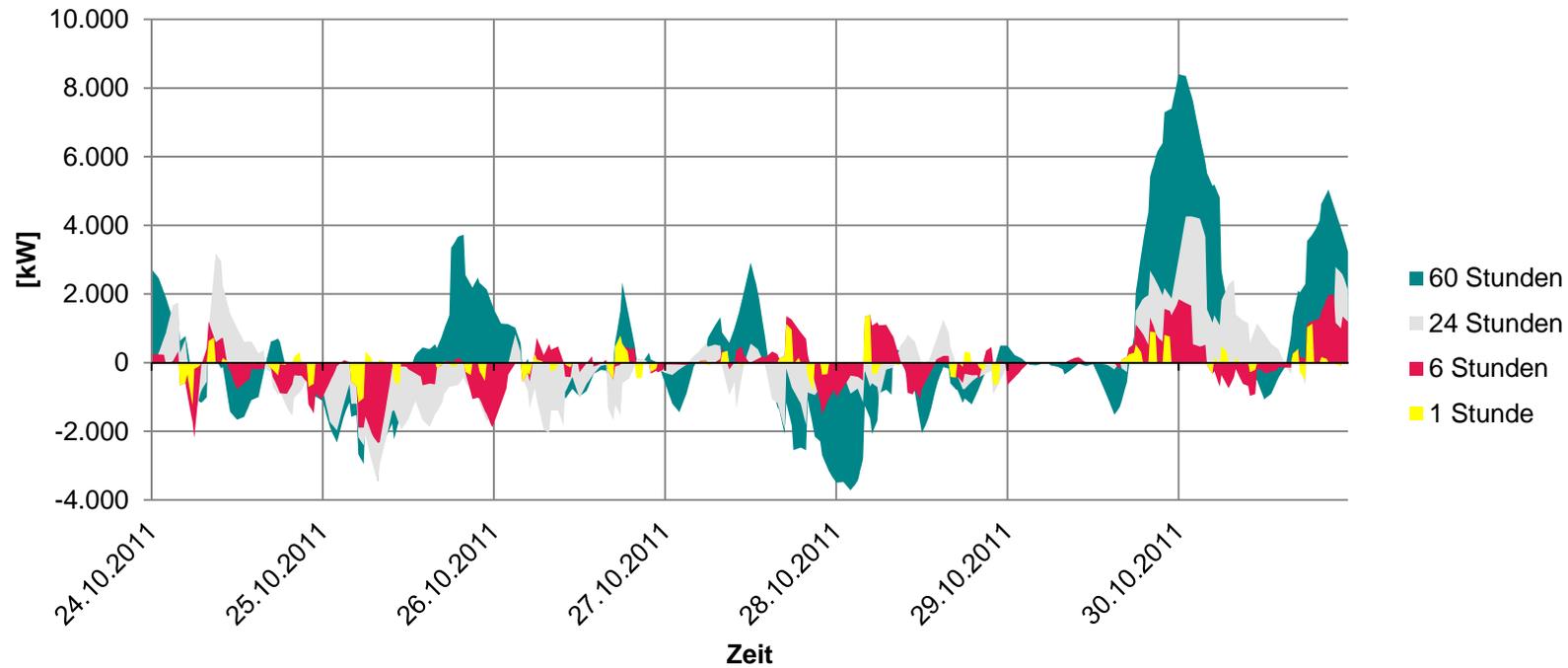
## Praxis:

- Netzbetreiberwerte meist erst am Folgetag, teils erst nach Monaten verfügbar.
- Istwerte meist Maschinendaten aus Scadasystem, 10-Minutenwerte, Uhren nicht synchron, Steuerungen gar nicht angebunden und auch nicht anbindbar, Betreiber nicht kooperativ, nur zwei Hersteller Wind und einer PV haben bundesweit zugreifendes Leitsystem
- Keine Historischen Zeitreihen vorhanden

# Wie viel genauer wird die Prognose?

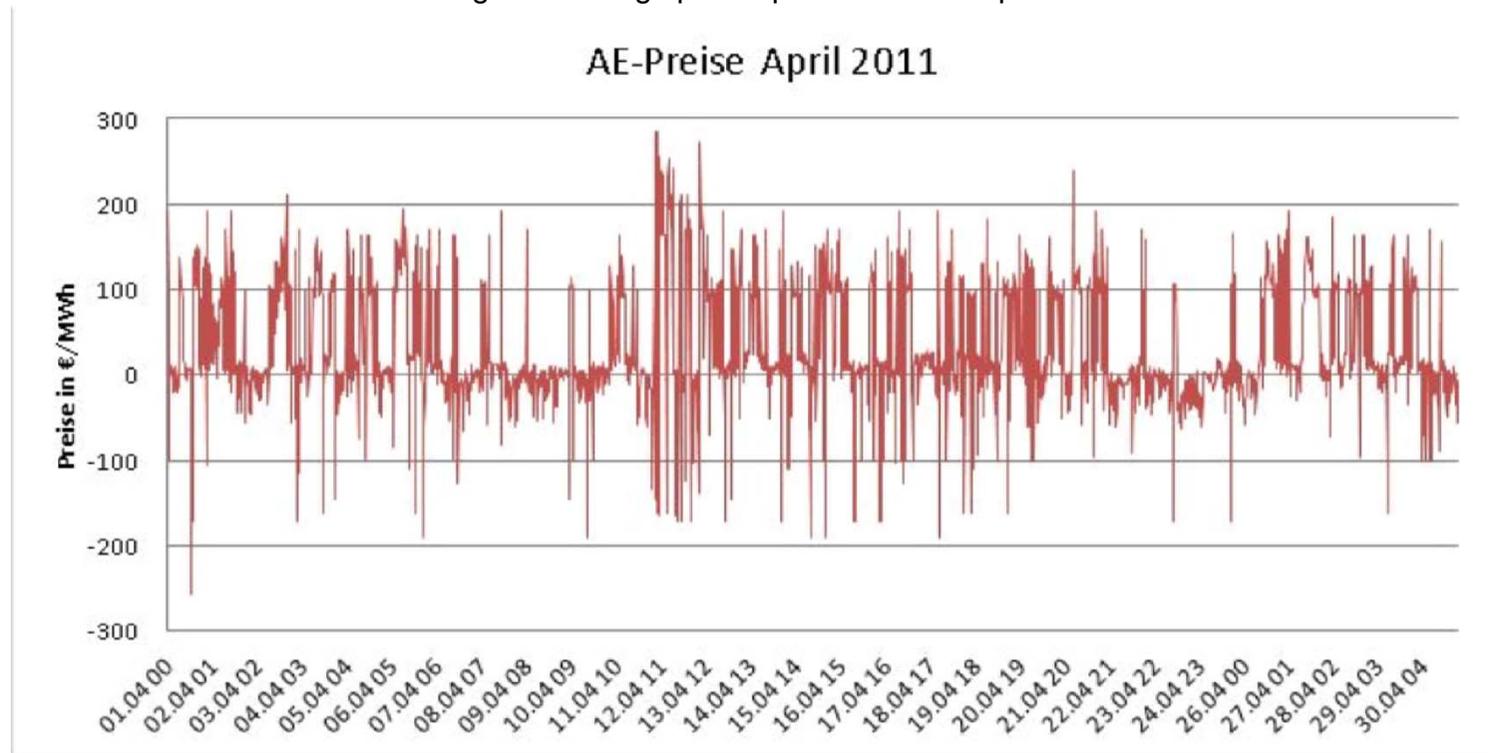
## Veränderung von Windprognosen über die Zeit

Windpark Schoenfeld, inst. Leistung 24 MW  
Diff. Prog. vor "x" Stunden zur letzten Prog. (24.10.11 - 30.10.11)



## Das Lotto der Ausgleichsenergiepreise

Ausgleichsenergiepreise pro Stunde im April 2011



24 Stunden / 7 Tage die Woche Handel verringert Ausgleichsenergiekosten

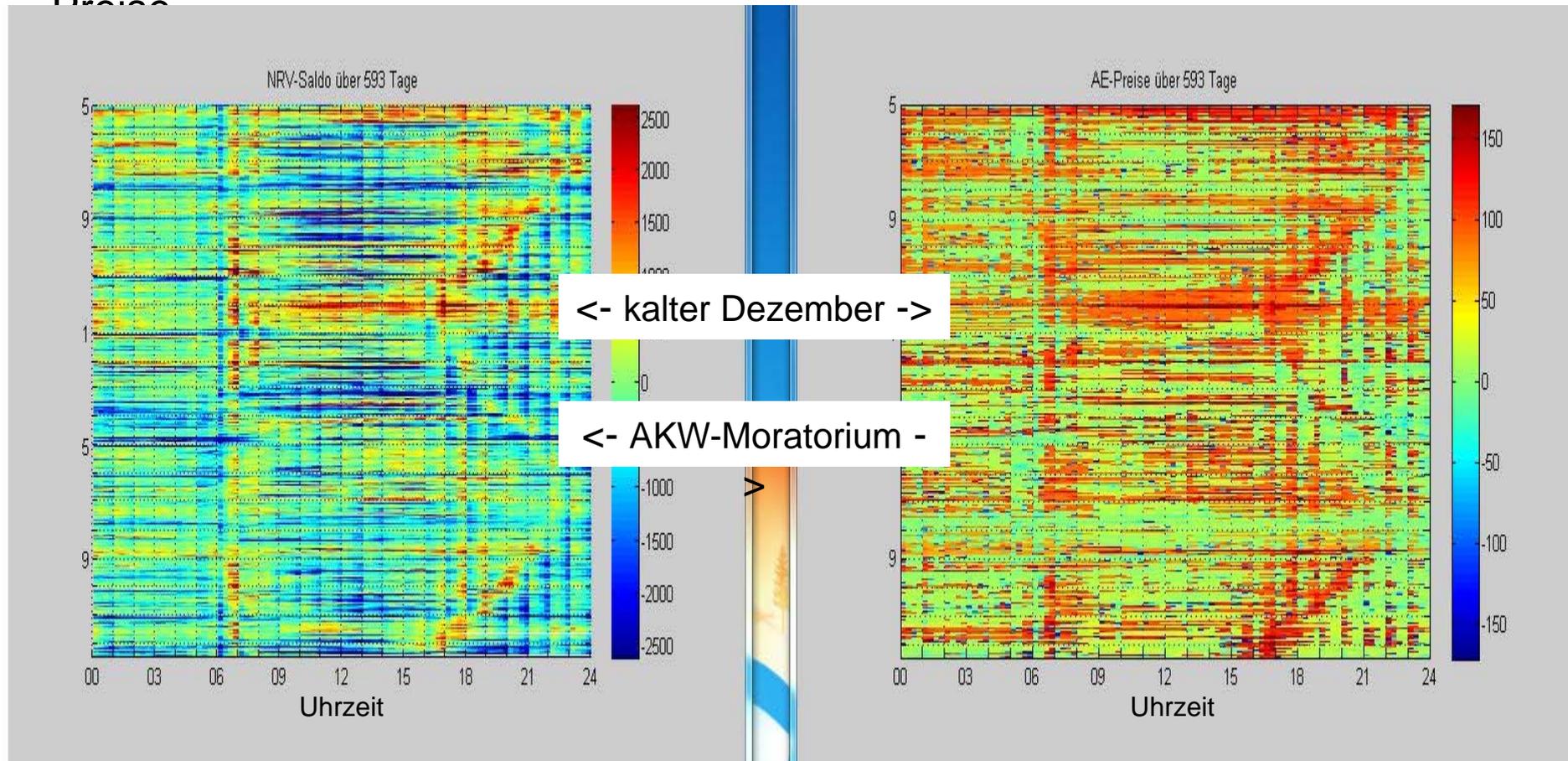
Grundgrün

# Struktur und Höhe der BAE-Preise

Die letzten 593 Tage zeigen die Daten von Mai 2010 (oben) bis November 2011 (unten). Ein deutlicher Unterschied ab Moratorium ist nicht sichtbar.

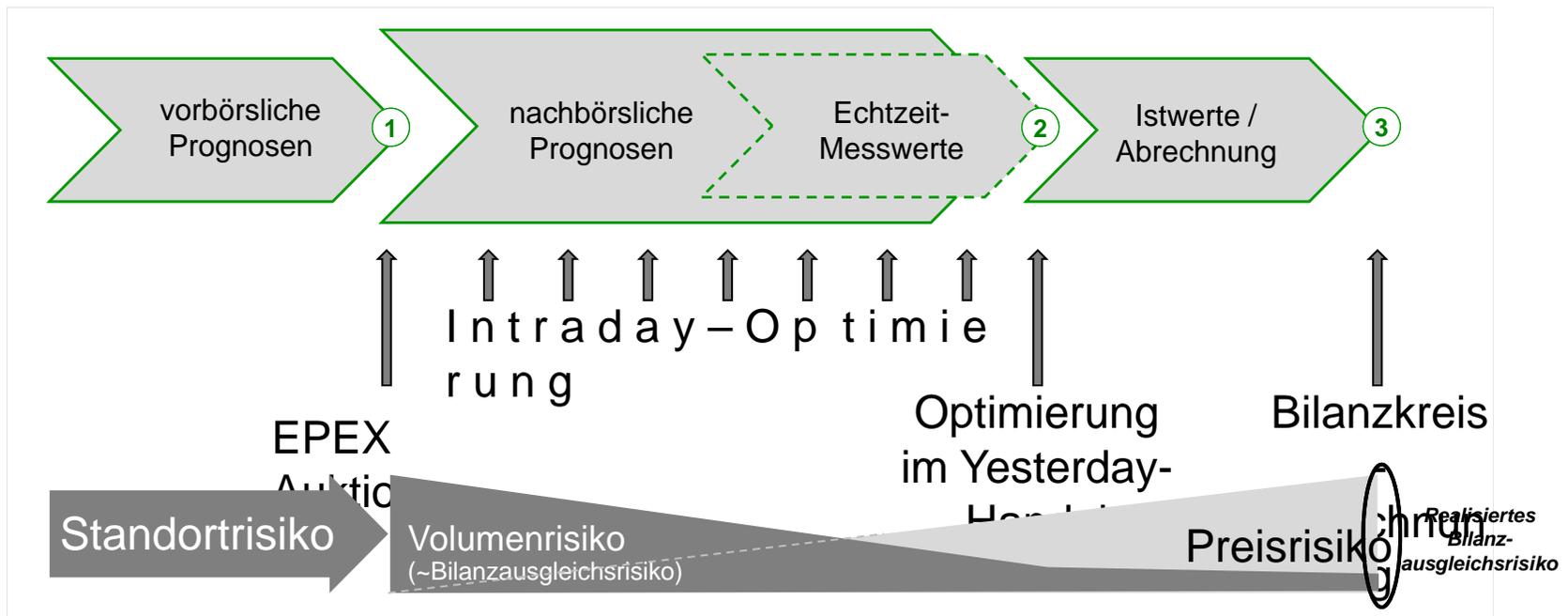
NRV-Saldo

Ausgleichsenergie-  
Preise



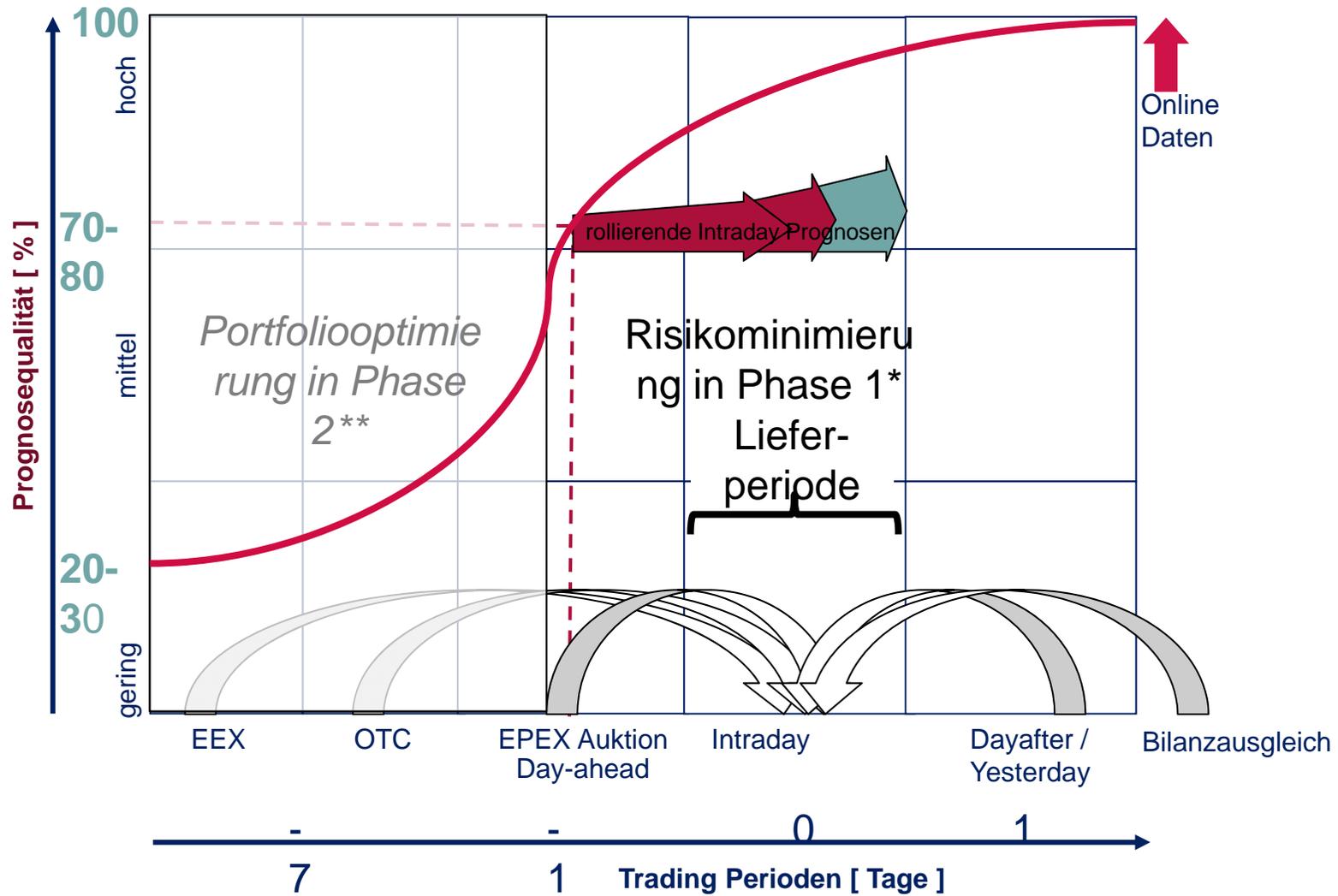
# Übersicht: Energiewirtschaftliche Risiken

- 1 Das **Preisrisiko** am Spotmarkt (Börse/EPEX Auktion) wird durch das gesetzlich vorgesehene Marktprämienmodell nahezu eliminiert.
- 2 Das verbleibende **Volumenrisiko** (Abweichung Einspeiseprognose von tatsächlicher Einspeisung) wird auf Grundlage kontinuierlich aktualisierter Einspeiseprognosen über den „nachbörslichen Intraday-Handel“ bis kurz vor Lieferung (und zukünftig rückwirkend auch über den Yesterday-Handel) minimiert.
- 3 Abweichungen, die nicht über den Intraday- und Yesterday-Handel glatt gestellt werden konnten, laufen in die Bilanzkreisverrechnung und werden zu Bilanzkreiskosten/-erlösen verrechnet (**realisiertes Bilanzausgleichsrisiko**).



**Nachbörsliche** Volumenänderungen durch neue Wind- / Solarprognosen führen zu geänderten Einspeiseerwartungen. Ziel sollte es sein, die finalen Abweichungen so gering wie möglich zu halten. Die letzten Endes resultierenden Kosten für Bilanzausgleich können so im 24/7 (Intraday) Handel entscheidend reduziert werden.

# Schematische Darstellung: Umsetzung der steigenden Prognosequalität im Trading

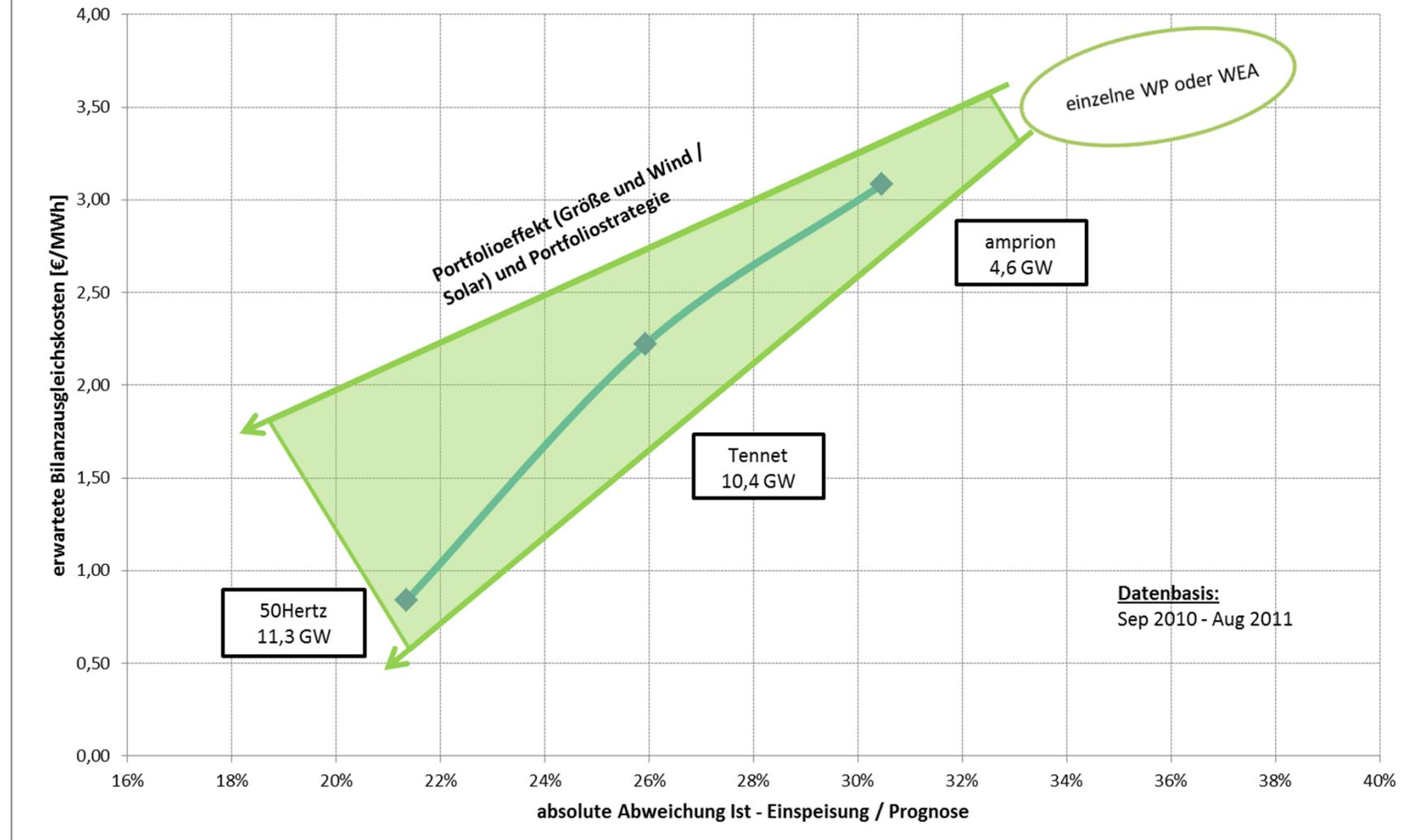


Grundgrün

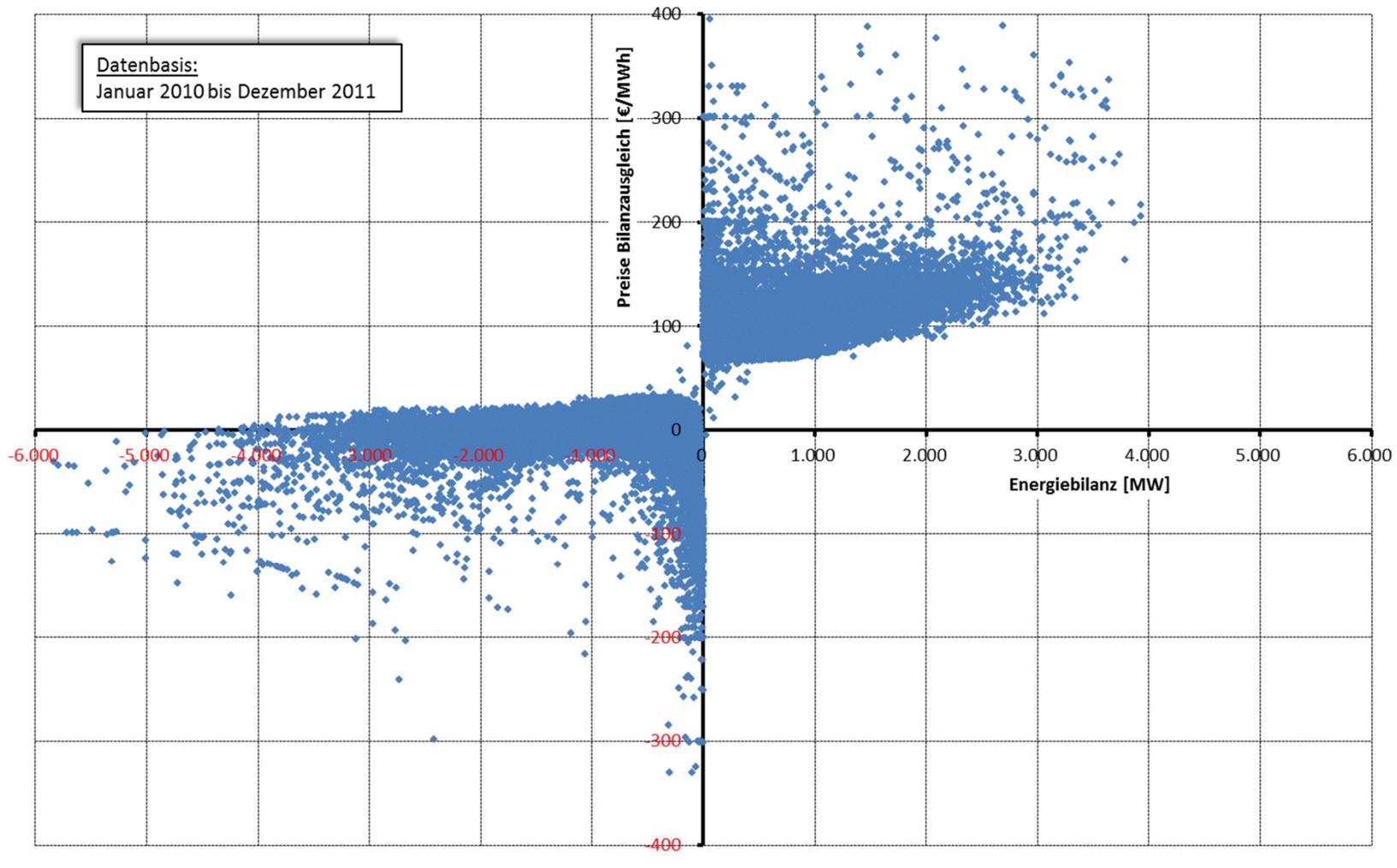
\* Phase 1: Start mit Aufnahme Handelsaktivitäten in Q1

\*\* Phase 2: Start mit Aufnahme Handelsaktivitäten an EEX in Q2

## Bilanzausgleichskosten in Abhängigkeit vom Prognosefehler



## Preise BA vs. Energiebilanz "RZ Deutschland"



Grundgrün

# Regelzonenschiefelage

Bisher:

- Schiefelage der Verbundregelzone dominiert von Vertriebsfehlern
- Wind und PV hatten hierzu keine Korrelation

Zu erwartende Zukunft:

- Mehrere Direktvermarkter werden Ausgleichsenergie beanspruchen.
- Ab einigen GW dominieren die Direktvermarkter die Schiefelage
- Direktvermarkter haben höhere Kosten, Stromvertriebe geringere Kosten

## Fazit

- Die Marktprämie schlägt für alle EEG – geförderten Anlagen einen wettbewerblichen Zugang zum Strommarkt dar
- Die Marktprämie kostet zunächst etwas
- Die Marktprämie ermöglicht auch mit einem hohen Anteil EEG – geförderten Anlagen eine dauerhafte Liberalisierung des Strommarktes
- Die Vorzüge der Marktprämie entwickeln sich erst in einer mehrjährigen Perspektive

Vielen Dank!



Grundgrün