

**VBEW-Seminar am 25. Oktober 2012, Nürnberg  
„Direktvermarktung nach EEG 2012“**

## Umsetzung in der Praxis – Rolle Stromhändler/Anlagenbetreiber

Dipl.-Ing. Josef Werum  
in.power GmbH, Mainz



- Über in.power
- Direktvermarktung - vom Pilotprojekt zum Marktmodell
- Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen
- Anforderungen an das Anlagenportfolio
- Praxis Marktprämie
- Praxis Grünstromprivileg, insbesondere nach EEG 2012
- Direktvermarktungsverträge
- Abwicklung Rechnungsreglung
- Operative Herausforderungen
- Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers
- Update: Managementprämienverordnung (MaPrV)

# Über in.power



- Gegründet im Juli 2006
- Unabhängiger Player am deutschen Strommarkt
- Vollständig in Privatbesitz
- Spezialisiert auf die Direktvermarktung von Strom aus regenerativen und umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen
- Zulassung an der EEX in Leipzig und an der EPEX Spot in Paris und Bilanzkreise in allen vier deutschen Regelzonen
- Deutschlandweite Online-Messwerterfassung in Betrieb
  - > Ziel: Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien mithilfe des „**in.power energy network**“

# Über in.power



## **Bereich 1: in.power energy network & trade**

- Direktvermarktung von Strom aus regenerativen und umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen

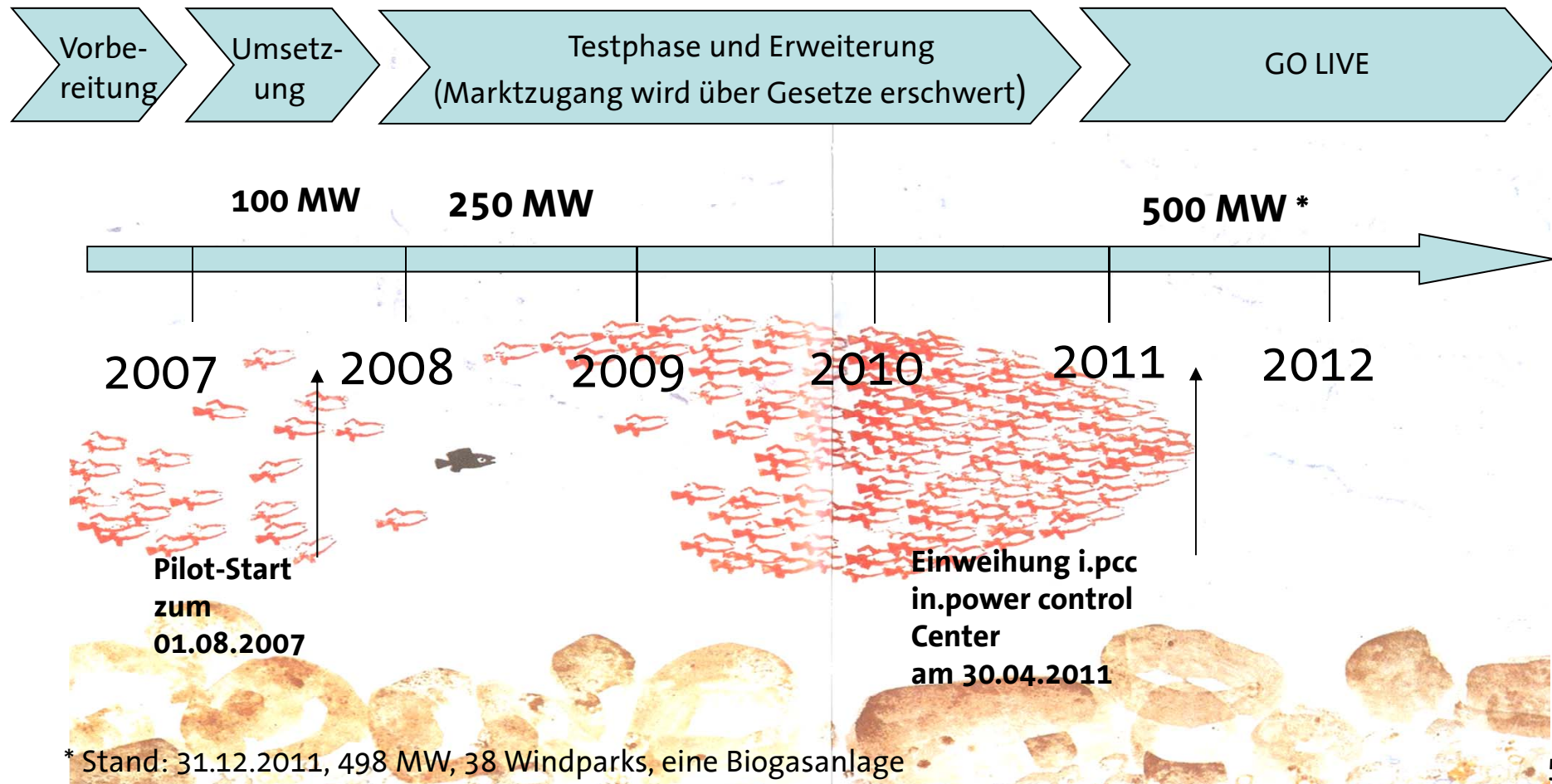
## **Bereich 2: in.power Forschung & Entwicklung**

- Mitarbeit am E-Energy Forschungsprojekt „Regenerative Modellregion Harz“ (Fraunhofer IWES Kassel u.a.)
- Mitarbeit am Forschungsprojekt IKT für Elektromobilität „Harz EE-mobility“ (beide Forschungsprojekte vom BMWi/BMU gefördert)

## **Bereich 3: in.power consult**

- Beratungsdienstleistungen in den Bereichen Regenerative Energien, Energiewirtschaft und IT

# in.power energy network Entstehungsgeschichte - Zeitstrahl



# Vom Pilotprojekt zum Marktmodell

- Direktvermarktung von Strom aus regenerativen und umweltfreundlichen Erzeugungsanlagen
  - Fortführung der bisherigen Infrastruktur im Praxisbetrieb
    - Praxiserfahrungen: Börsenzulassung und aktive Anbindung an die EEX bzw. EPEX, Handel und Bilanzkreismanagement
    - Praxiserfahrung mit der entwickelten Datenbank und Softwareanwendung „in.power energy manager“ (i.pem)
    - ca. 500 MW dezentrale EEG-Anlagen im Projekt, davon in 2011 ca. 300 MW in der Direktvermarktung (Grünstrompriv.), in 2012 ca. 550 MW in der Direktvermarktung (Marktprämie)
    - **Praxiserfahrung mit dem in.power control center (i.pcc)**
    - **Optimierte Vermarktung von Strom aus BHKW/KWK-Anlagen**
    - **Regelenergiebereitstellung mit Erneuerbaren Energien (2012)**

# Über in.power Dienstleistungsangebote



## **in.power bietet dem Anlagenbetreiber:**

- Direktvermarktung nach Marktprämien-Modell EEG 2012
- Direktvermarktung nach Grünstromprivileg EEG 2012
- Intelligente Vermarktungsstrategien, die zusätzliche Wertbeiträge ermöglichen
- Koordination und Energiedatenmanagement
- Übernahme oder Minderung des Handelsrisikos

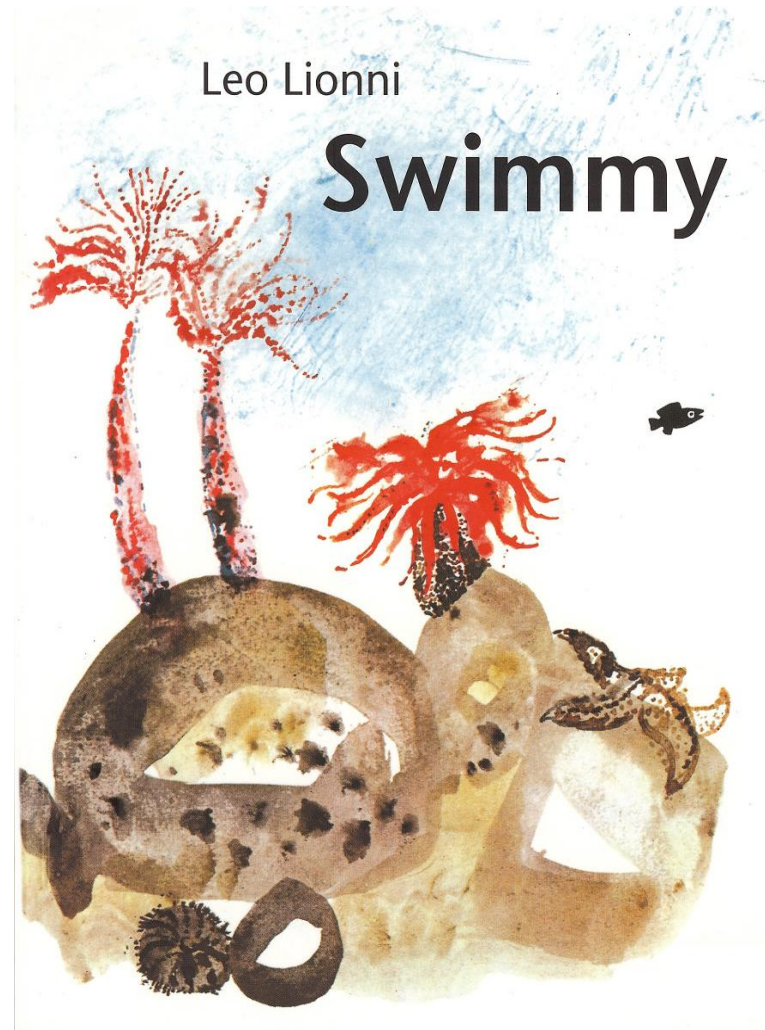
## **in.power bietet dem Energieversorger:**

- Intelligente Beschaffungsstrategien, die zusätzliche Wertbeiträge ermöglichen
- Bezug von zertifizierten Grünstromprodukten auf Großhandelsebene
- Koordination und Energiedatenmanagement
- Entwicklung und Erstellung von Studien und Konzepten
- Allgemeine Beratungsdienstleistungen



# Einführung

in.power



Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel



# Einführung

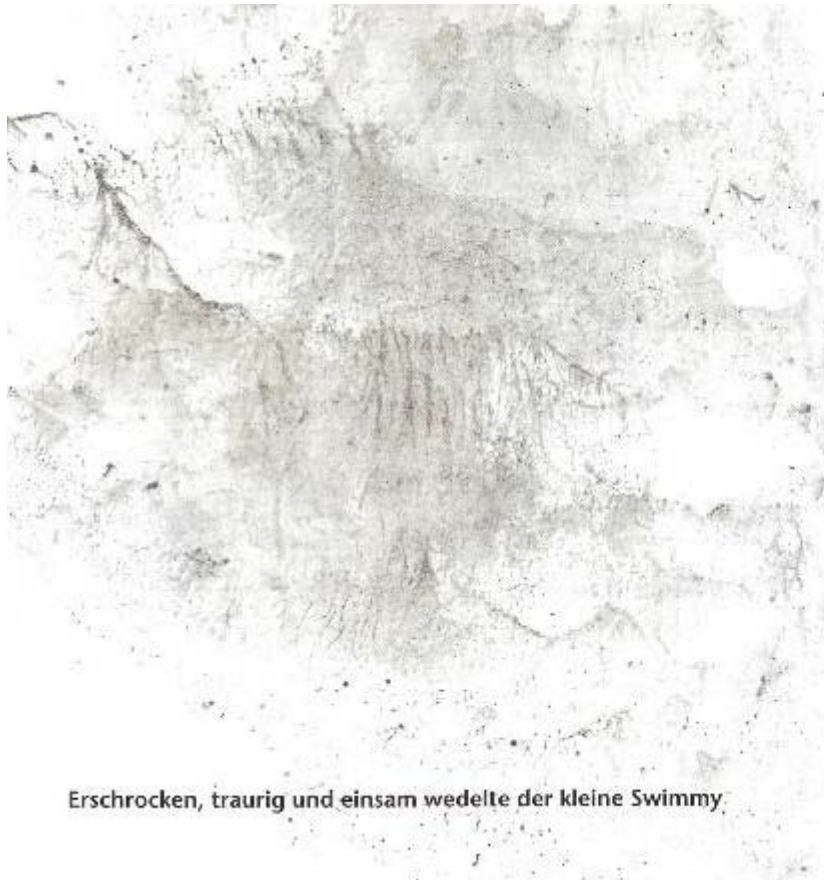
in.power



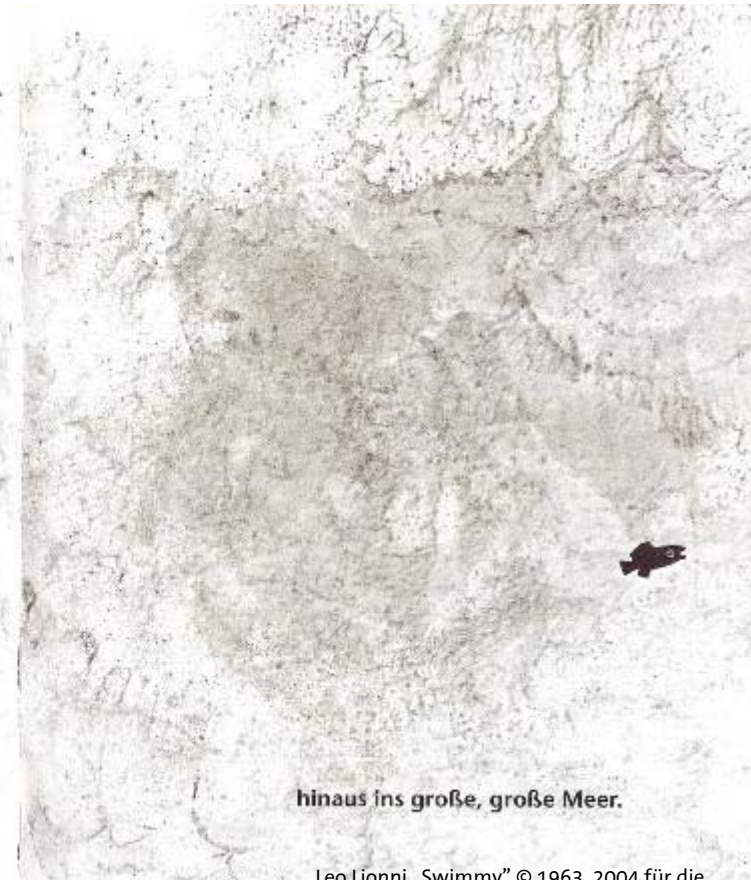
Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die  
deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg  
in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

# Einführung

in.power



Erschrocken, traurig und einsam wedelte der kleine Swimmy.



hinaus ins große, große Meer.

Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel



# Einführung

in.power



Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel

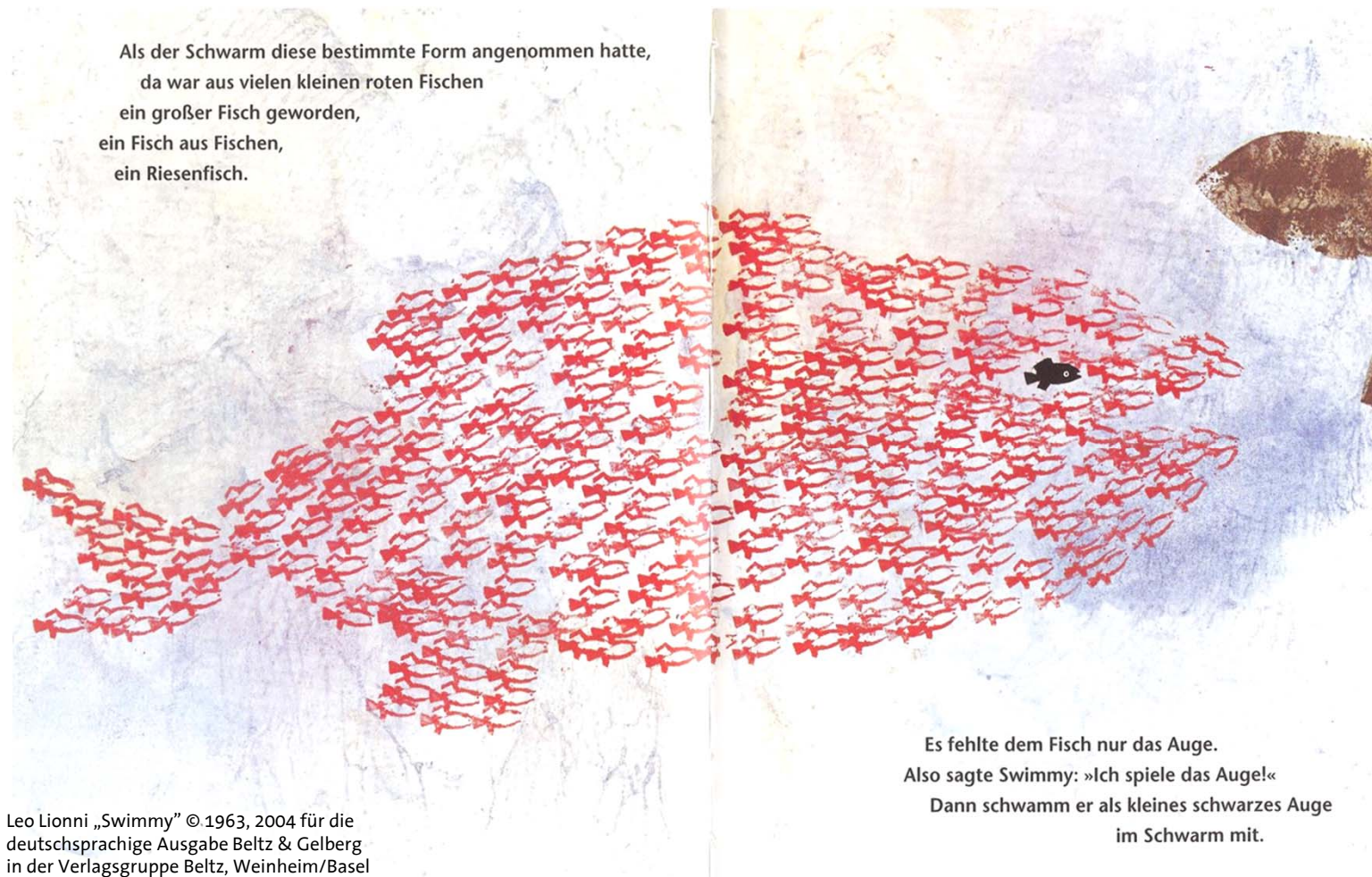
# Einführung





# Einführung

in.power



# Einführung

in.power



Jetzt traute der Schwarm sich  
endlich hinaus ins offene Meer,  
hinaus in die große Welt der Wunder.  
Niemand wagte mehr, sie zu belästigen. Im Gegenteil:  
Selbst die größten Fische nahmen vor dem Schwarm Reißaus.  
Und so schwimmen viele kleine rote Fische, getarnt als Riesenfisch,  
immer noch glücklich durch das Meer,  
und Swimmy fühlt sich in seiner Rolle  
als wachsaues Auge  
sehr, sehr wohl.

Leo Lionni „Swimmy“ © 1963, 2004 für die  
deutschsprachige Ausgabe Beltz & Gelberg  
in der Verlagsgruppe Beltz, Weinheim/Basel



# Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen



- §6 Abs. 1 EEG 2012 muss erfüllt sein  
(Einspeiseleistung muss bei Netzüberlastung  
ferngesteuert abgeregelt werden können, Abruf der  
Ist-Einspeisung)
- Viertelstündliche Messung und Bilanzierung  
(Anlagen müssen mit einer Vier-Quadranten-  
messung ausgestattet sein und Einspeisung muss  
entsprechend gemessen und bilanziert werden)



# Anforderungen an das Anlagenportfolio



- Räumliche Verteilung der Anlagen (Portfolioeffekt)
- Anlagenportfolien sollten Mindestgröße ( $> 100$  MW haben)
- Anlagen / Anlagenparks sollten am Einspeisepunkt (Netzverknüpfungspunkt) eine Mindestgröße haben:

## **Fluktuierende Anlagen:**

Windkraftanlagen:  $\geq 0,5$  MW

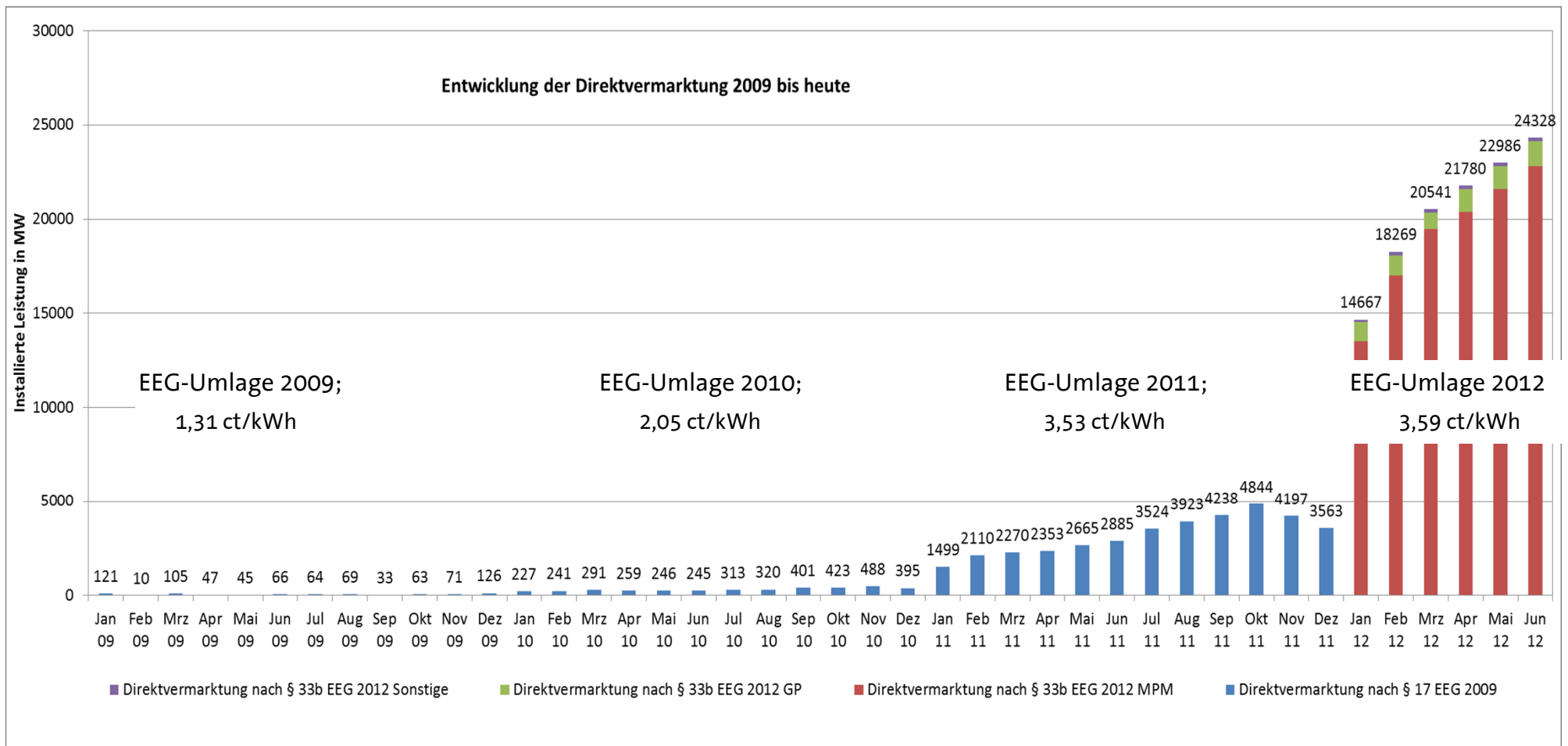
Photovoltaikanlagen:  $\geq 1,0$  MW

## **Steuerbare Anlagen:**

Biogasanlagen:  $\geq 0,5$  MW

Wasserkraftanlagen, etc.:  $\geq 0,5$  MW

# Praxis GSP und MP: Direktvermarktung 2009 bis heute



# Exkurs Energiehandel

## Börsenhandelsplätze in Europa

in.power

eeX

EPEXSPOT  
EUROPEAN POWER EXCHANGE

BELPEX  
Part of APX-ENDEX

EXAA  
Energy Exchange Austria

apxendex

cmel  
mercados a.v.

powernext  
Powering the next markets

GME  
Gestore Mercati Energetici

GESTORE MERCATI ENERGETICI

nordpool  
spot

POLISH  
POWER EXCHANGE



Weiterführende Informationen: <http://www.prosperex.co.uk/cms/Western%20Power>

# Exkurs Energiehandel

## EPEX Spot, Paris

in.power

The screenshot shows the EPEX SPOT website interface. At the top, there is a navigation bar with links: Kontakt, Anfahrt, Download, Karriere, Glossar, RSS-Feeds, Externe Links, Sitemap, and Haftungsausschluss. Below this is the EPEX SPOT logo and the text 'EUROPEAN POWER EXCHANGE'. To the right of the logo are buttons for 'EPEXME', 'LOGIN', 'REGISTRIEREN', and a search bar labeled 'SUCHEN'. A secondary navigation bar contains links: MARKTDATEN, PRODUKTE (highlighted in orange), E-LEARNING, MITGLIED WERDEN, MARKTKOPPLUNG, HANDELSÜBERWACHUNG, ÜBER UNS, and PRESSE. The main content area features a large image of the Paris skyline at night with the Eiffel Tower illuminated. Overlaid on this image is the text: 'WIR BIETEN ZUVERLÄSSIGE, SICHERE & TRANSPARENTE STROMSPOTMÄRKTE FÜR UNSERE 200 MITGLIEDER.' Below this, there is an orange box with the text 'PRODUKTE HANDEL'. A breadcrumb trail reads: 'SIE SIND HIER: EPEX SPOT > PRODUKTE > HANDEL'. The 'Handel' section is titled 'Handel' and contains two paragraphs of text. The first paragraph states that for trading on EPEX SPOT, there is a special documentation consisting of market rules, code of conduct, and operating instructions. The second paragraph states that the market rules, code of conduct, and operating instructions of EPEX have a contractual character and form an agreement between the market participant and EPEX SPOT SE. The 'EPEXNEWS' section on the right lists two press releases: one from 03.05.2012 about PEX SPOT / EEX Power Derivatives trading results in April, and another from 16.04.2012.

EN / FR / DE

Kontakt Anfahrt Download Karriere Glossar RSS-Feeds Externe Links Sitemap Haftungsausschluss

EPEX SPOT  
EUROPEAN POWER EXCHANGE

EPEXME LOGIN REGISTRIEREN SUCHEN

MARKTDATEN PRODUKTE E-LEARNING MITGLIED WERDEN MARKTKOPPLUNG HANDELSÜBERWACHUNG ÜBER UNS PRESSE

WIR BIETEN ZUVERLÄSSIGE, SICHERE & TRANSPARENTE STROMSPOTMÄRKTE FÜR UNSERE 200 MITGLIEDER.

PRODUKTE  
HANDEL

SIE SIND HIER: EPEX SPOT > PRODUKTE > HANDEL

### Handel

Für den Handel an der EPEX SPOT ist eine spezielle, aus den Marktregeln, dem Code of Conduct und den Betriebsvorschriften bestehende Dokumentation maßgeblich.

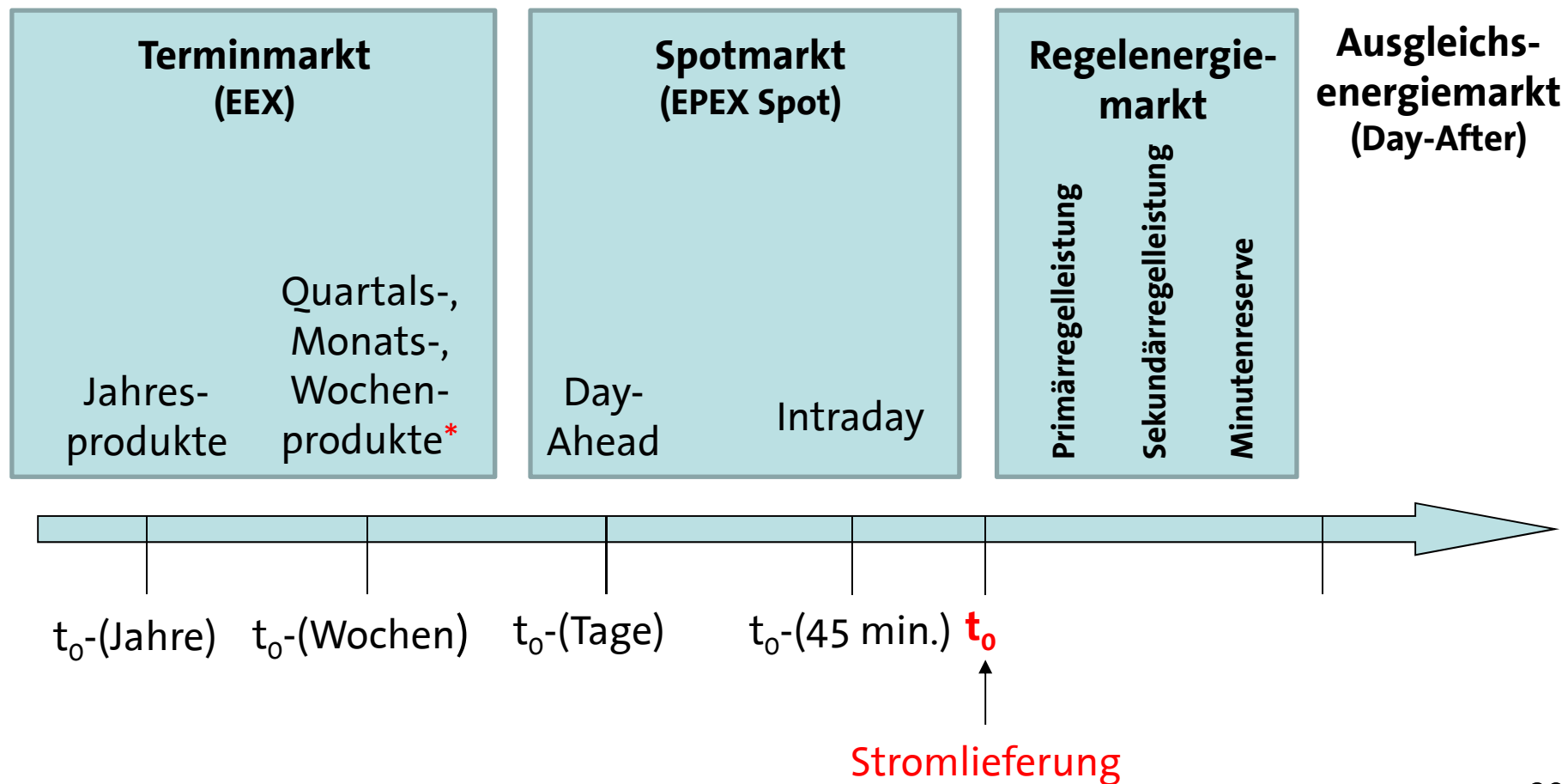
Die Marktregeln, der Code of Conduct und die Betriebsvorschriften der EPEX tragen vertraglichen Charakter. Sie bilden eine Vereinbarung zwischen dem Börsenteilnehmer und der EPEX SPOT SE. Nachdem der Börsenteilnehmer die Handelsvereinbarung unterzeichnet hat, erlangt diese Verträge für ihn Verbindungskraft.

### EPEXNEWS

03.05.2012 [Pressemitteilung](#)  
PEX SPOT / EEX Power Derivatives: Strom-Handelsergebnisse im April

16.04.2012 [Pressemitteilung](#)

# Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen



\* seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

# Exkurs Energiehandel

Der Energiehandel von heute.



# Exkurs Energiehandel

Der Energiehandel von morgen?





Kostendebatte

06.07.2012, 12:56

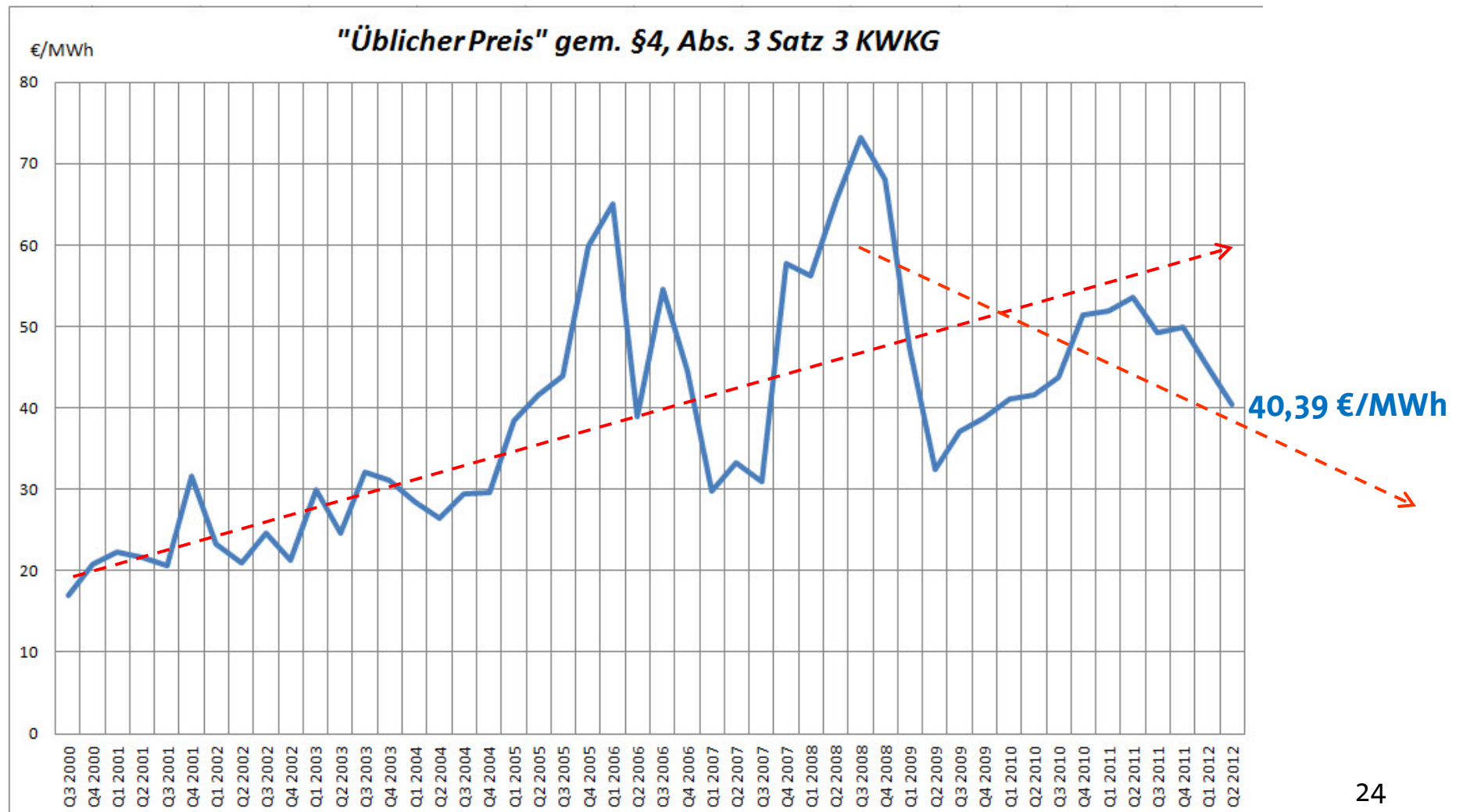
## Börsenpreise sinken auf Zweijahrestief

Berlin (e21.info) - Die Strompreise für Großkunden sind derzeit so niedrig wie seit fast zweieinhalb Jahren nicht mehr. Der Strompreisindex des Verbandes der industriellen Kraftwirtschaft (VIK) ist erstmals seit März 2010 wieder unter den Wert von 150 Punkten gefallen. Mit 149,52 Punkten liegt er rund 2,3 Prozent unter dem Wert des Vormonats. Für die kommenden vier Quartale hat der Verband demnach einen Börsenstrompreis von durchschnittlich 48,94 Euro pro MWh ermittelt. Das ist ein Minus von 1,63 Euro gegenüber den Quartalspreisen im Mai.

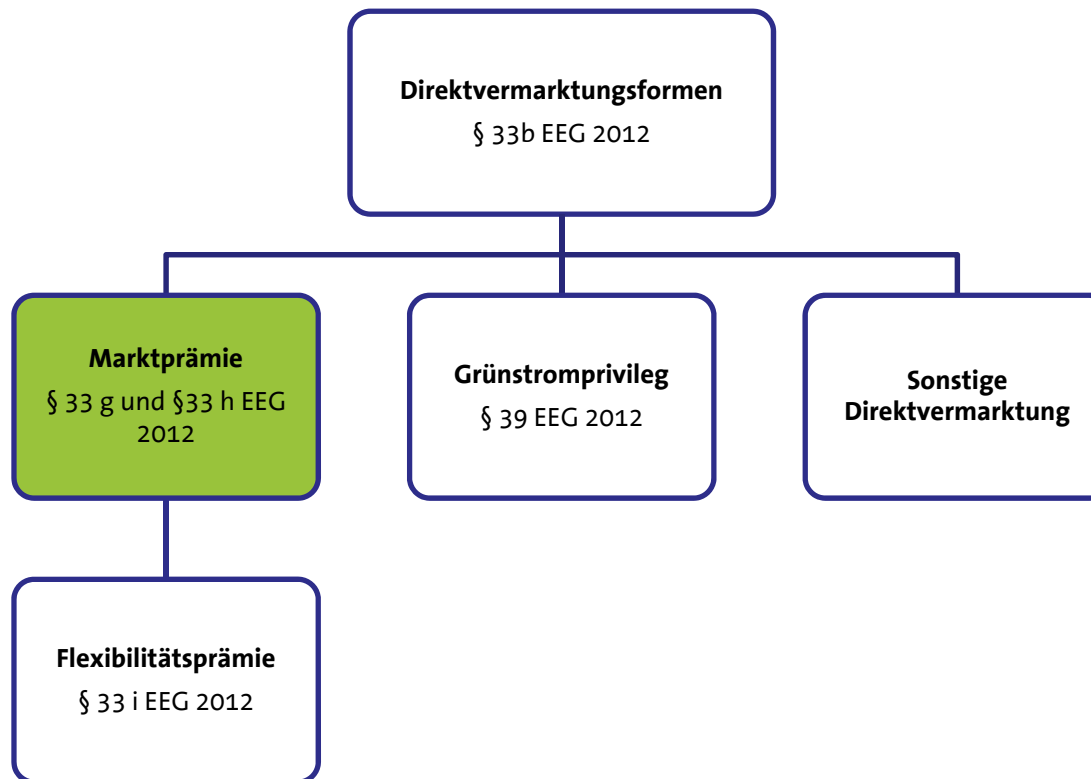
Nach Ansicht der Erneuerbarenverbände sorgt vor allem der starke Fotovoltaikzubau für sinkende Börsenstrompreise. Denn Solaranlagen speisen insbesondere dann ins Netz ein, wenn die Nachfrage hoch ist. Dadurch dämpfen sie die Preisspitzen. So hat das Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) ermittelt, dass der Preis für Spitzenlaststrom im Juni mit 5,0 Cent/kWh um mehr als 19 Prozent unter dem Vorjahreswert (6,2 Cent) lag. "Der Trend an der Börse zeigt einen kräftigen Rückgang der Strompreise", sagt IWR-Direktor Norbert Allnoch. Auch für das Jahr 2013 zeigen die Preise weiter nach unten.

Bei der Berechnung der Ökostromkosten, die über die EEG-Umlage auf die Verbraucher umgelegt werden, kommt dieser Effekt allerdings nicht an. Im Gegenteil: Da die Ökostromumlage die Differenz zwischen Börsenpreis und EEG-Vergütung ausgleicht, steigt die Umlage bei sinkenden Preisen an der Börse. Laut IWR könnte dieser Umstand die EEG-Umlage in diesem Jahr mit bis zu einer Mrd. Euro belasten. Der Bundesverband Erneuerbare Energie fordert daher seit längerem eine Umstellung des Berechnungsmodells ([e21.info berichtete](#)). /cs

# Börsenpreise schwanken deutlich



# Praxis Marktprämie



# Praxis Marktprämie

in.power

## Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG

Folgende Daten zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen, deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 33b EEG direkt vermarktet wird, liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor (alle Angaben in MW):



### Direktvermarktung nach §33b Num 1: zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie

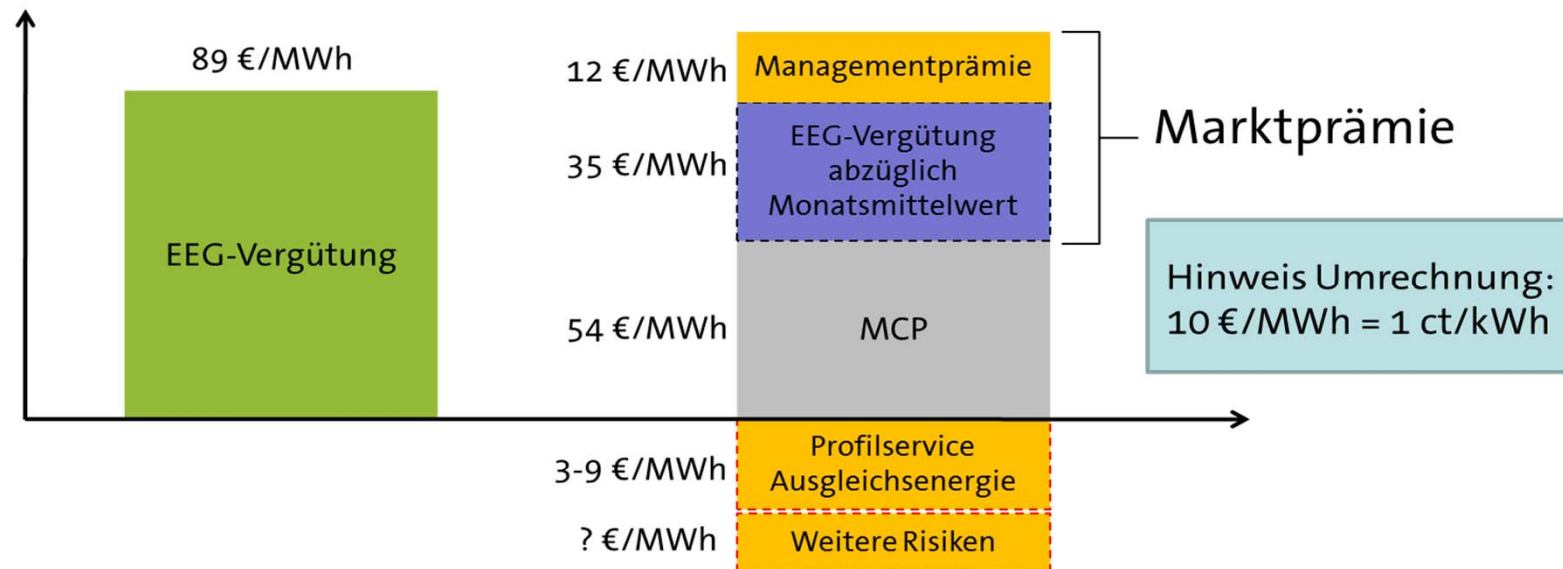
	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2012	344	67	933	0	12062	48	58,73	13513
Februar 2012	346	38	1014	0	15408	108	92,93	17007
März 2012	383	38	1110	0	17631	133	166,76	19462
April 2012	378	38	1223	0	18296	203	237,66	20375
Mai 2012	380	41	1344	0	19153	223	455,87	21598
Juni 2012	392	42	1433	0	19884	238	828,38	22817
Juli 2012	419	37	1519	0	20526	253	1201,62	23957
August 2012	425	41	1611	0	21311	268	1408,57	25066
September 2012	450	42	1700	0	21761	283	1632,62	25870
Oktober 2012								
November 2012								
Dezember 2012								

Stand: 21.08.2012  
Alle Angaben ohne Gewähr

Quelle: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung\\_September\\_2012\\_Internet.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_September_2012_Internet.pdf)

# Praxis Marktprämie: Funktionsweise

- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt.
- Der Anlagenbetreiber trägt dabei alle hierbei entstehenden Risiken der Vermarktung.
- Energieträgerspezifischer Marktwert für Wind und PV
- Managementprämie unterschiedlich für steuerbare und fluktuierende Erzeugung
- Managementprämie mit Degression vorgesehen



# Praxis Marktprämie: Funktionsweise



Managementprämie je Erzeugungsart	2012	2013	2014	2015
	[ct/kWh]			
Steuerbare Erzeuger <sup>1</sup>	0,3	0,275	0,25	0,225
Wind onshore	1,2	1,0	0,85	0,7
Wind offshore	-	1,0	0,85	0,7
Solar	1,2	1,0	0,85	0,7

<sup>1)</sup> Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

## **Abdeckung folgender Bestandteile:**

- Börsenzulassung und Handelsanbindung
- Transaktionen für Istwert-Erfassung und Abrechnung
- IT-Infrastruktur
- Personal und Dienstleistung
- Prognosekosten
- Ausgleichsenergiekosten
- Handels-, Prognose- und Strukturrisiken

# Praxis Marktpremie: Risiken



- Strukturrisiko des vermarkteten Portfolios/Anlage
  - Marktpremie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
  - Prognose bestimmt zu handelnde Mengen an der Börse; IST-Einspeisung muss EEG Anlagenbetreiber vergütet werden
  - Ausgleichsenergiekosten der Abweichungen



Praxis:

## Umsetzung der Direktvermarktung

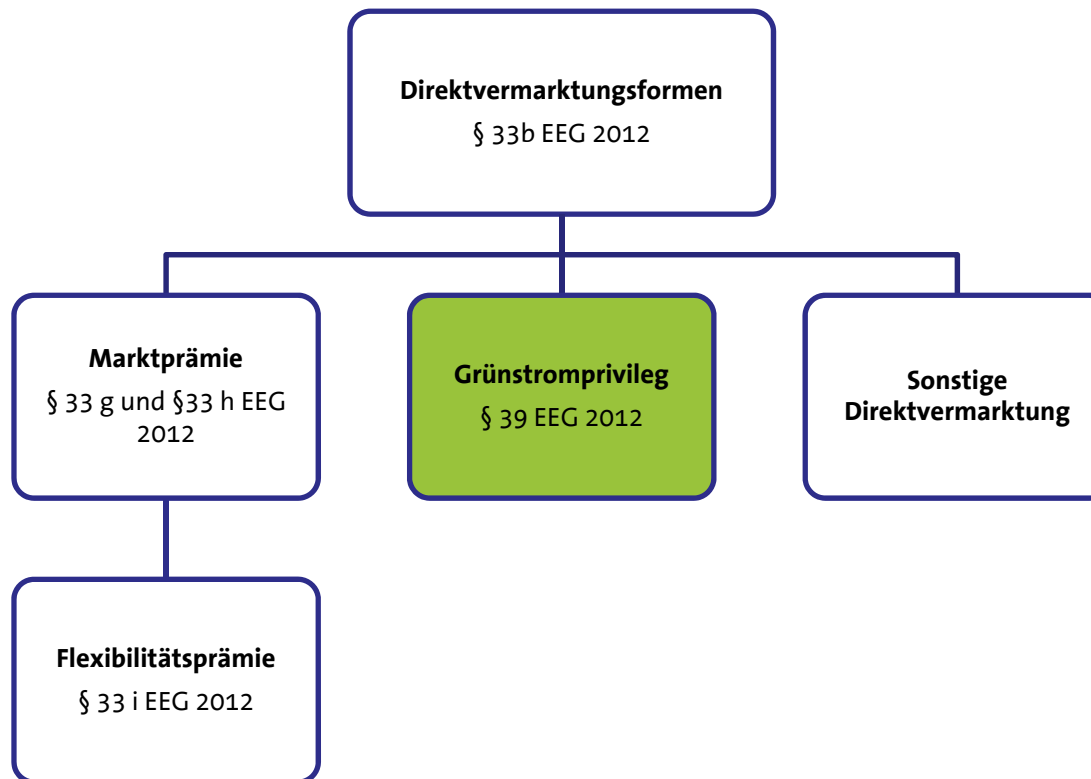


- Übermittlung der notwendigen Unterlagen (Anlagendaten, Erzeugungsdaten, historische Lastgänge)
- Erlösindikation seitens in.power
- Vertragsentwurf, Prüfung
- Parallel: Einholung der Gesellschafterzustimmung
- Parallel: Einholung der Bankenzustimmung
- Vertragsabschluss
- ca. 1,5 Monate später kann Anlage in die Direktvermarktung gehen

# Möglicher Zeitplan zur Umsetzung

- **(bis Mitte Oktober 2012)**  
Übermittlung der notwendigen Unterlagen seitens Betreiber
- **(bis Mitte Oktober 2012)**  
Erlösindikation und Zusendung der Vertragsunterlagen
- **(bis Ende Oktober 2012)**  
Prüfung der Vertragsunterlagen
- **(bis Mitte November 2012)**  
Vertragsabschluss
- **(bis Ende November 2012)**  
Ummeldung der EEG-Anlagen seitens in.power beim VNB
- **(ab 01. Januar 2013)**  
Beginn der Direktvermarktung

# Praxis Grünstromprivileg



# Praxis Grünstromprivileg 2011

in.power

## Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG

Folgende Daten zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen, deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 17 EEG 2009 direkt vermarktet wird, liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor (alle Angaben in MW):



	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2011	459	227	437	0	375	0	0,33	1499
Februar 2011	513	247	555	0	795	0	0,37	2110
März 2011	507	259	570	0	934	0	0,35	2270
April 2011	532	280	626	0	914	0	0,29	2353
Mai 2011	546	298	657	0	1164	0	0,33	2665
Juni 2011	544	305	712	0	1323	0	0,12	2885
Juli 2011	566	314	822	0	1821	0	0,22	3524
August 2011	574	317	801	0	2231	0	0,22	3923
September 2011	573	268	822	0	2575	0	0,19	4238
Oktober 2011	530	328	875	0	3111	0	0,85	4844
November 2011	501	329	876	0	2491	0	0,60	4197
Dezember 2011	471	329	693	0	2070	0	0,66	3563

Letzte Aktualisierung: 21.11.2011  
Alle Angaben ohne Gewähr

# Praxis Grünstromprivileg 2012

in.power

## Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG

Folgende Daten zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen, deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 33b EEG direkt vermarktet wird, liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor (alle Angaben in MW):



## Direktvermarktung nach §33b Num 2: zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen

	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2012	112	184	0	0	707	0	0,00	1004
Februar 2012	113	212	0	0	750	0	0,00	1075
März 2012	104	216	3	0	567	0	0,00	890
April 2012	117	222	1	0	873	0	0,00	1213
Mai 2012	79	220	1	0	902	0	0,00	1203
Juni 2012	110	219	14	0	982	0	0,00	1326
Juli 2012	130	228	14	0	1051	0	0,00	1423
August 2012	130	228	16	0	940	0	0,00	1314
September 2012	128	227	49	0	947	0	1,31	1353
Oktober 2012								
November 2012								
Dezember 2012								

Stand: 21.08.2012

Alle Angaben ohne Gewähr

Quelle: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung\\_September\\_2012\\_Internet.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_September_2012_Internet.pdf)

# Praxis Grünstromprivileg

## Vergleich EEG 2009 und EEG 2012



Anforderungen	§37 EEG 2009	§39 EEG 2012
Reduktion der EEG-Umlage	Gesamte Umlage von 3,53 ct/kWh (2011)	Deckelung auf 2,0 ct/kWh
Höhe der Prozentanteile	In demjenigen Kalenderjahr 50% EEG-Strom	In demjenigen Kalenderjahr und in mindestens 8 Monaten 50% EEG-Strom und 20% fluktuierende Erzeugung
Berechnungsgrundlage der Prozentsätze	Gesamte im Bilanzkreis enthaltenen EEG-Menge	EEG-Mengen die in einer Viertelstunde über den Bedarf hinausgehen werden nicht berücksichtigt

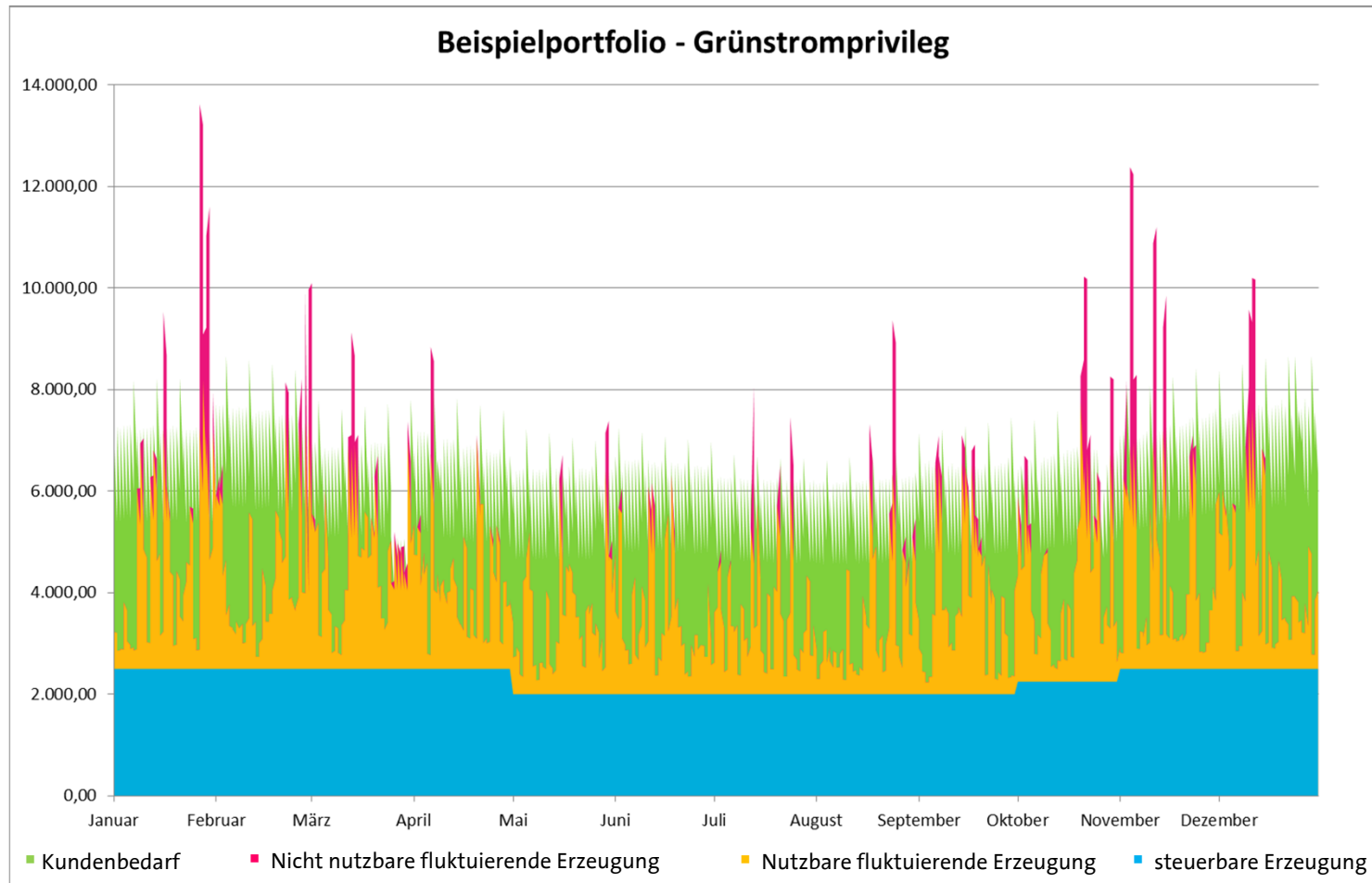
# Praxis Grünstromprivileg: Risiken



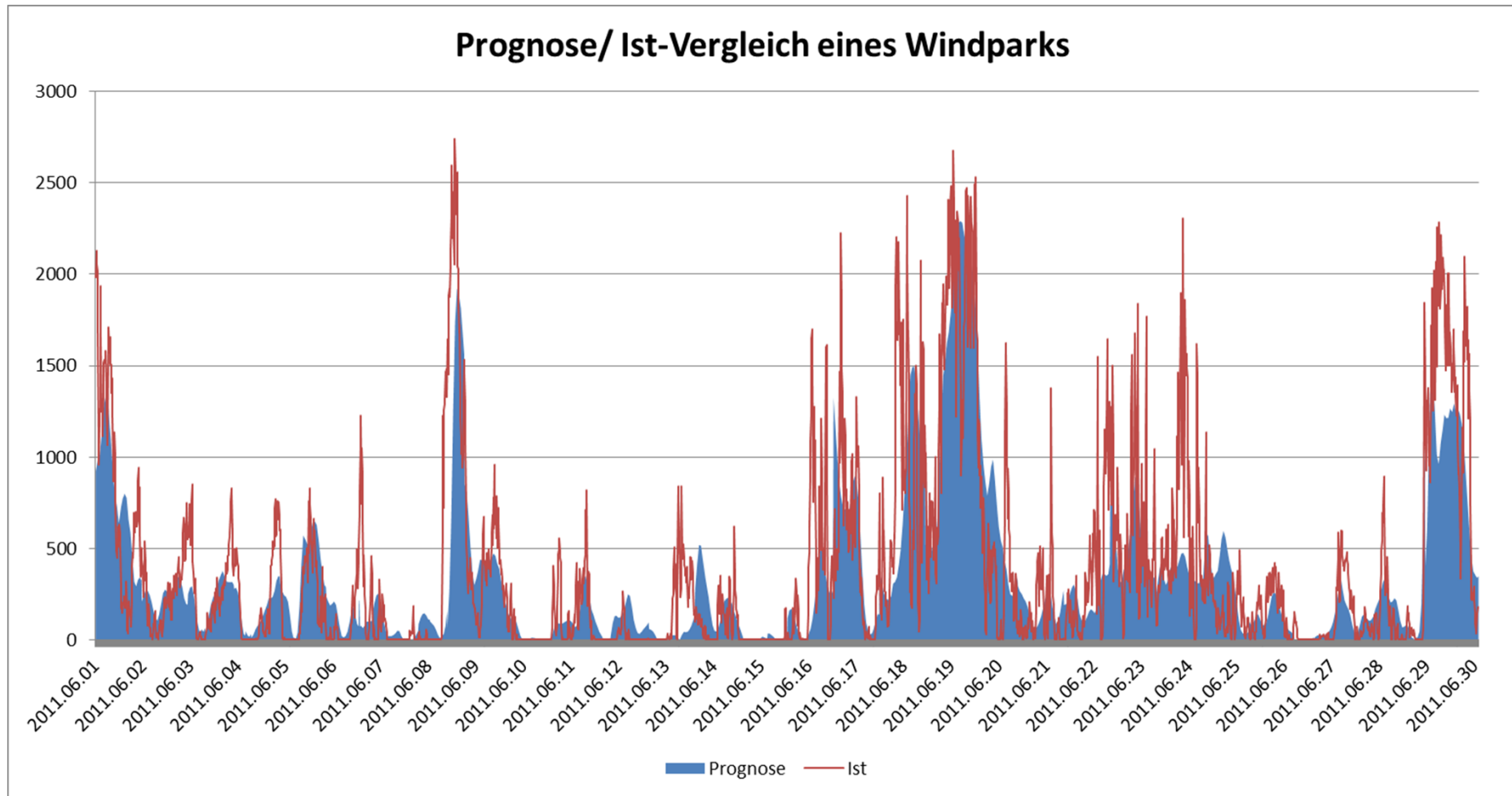
- Mengenrisiko
  - EEG Mengen, die über dem Viertelstundenverbrauch liegen, können nicht genutzt werden, müssen aber vergütet werden
  - Resultierende Herausforderung, die Prozentsätze (50% EEG, 20 % Fluktuierend) einzuhalten
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
  - Ausgleichsenergiekosten der Abweichungen



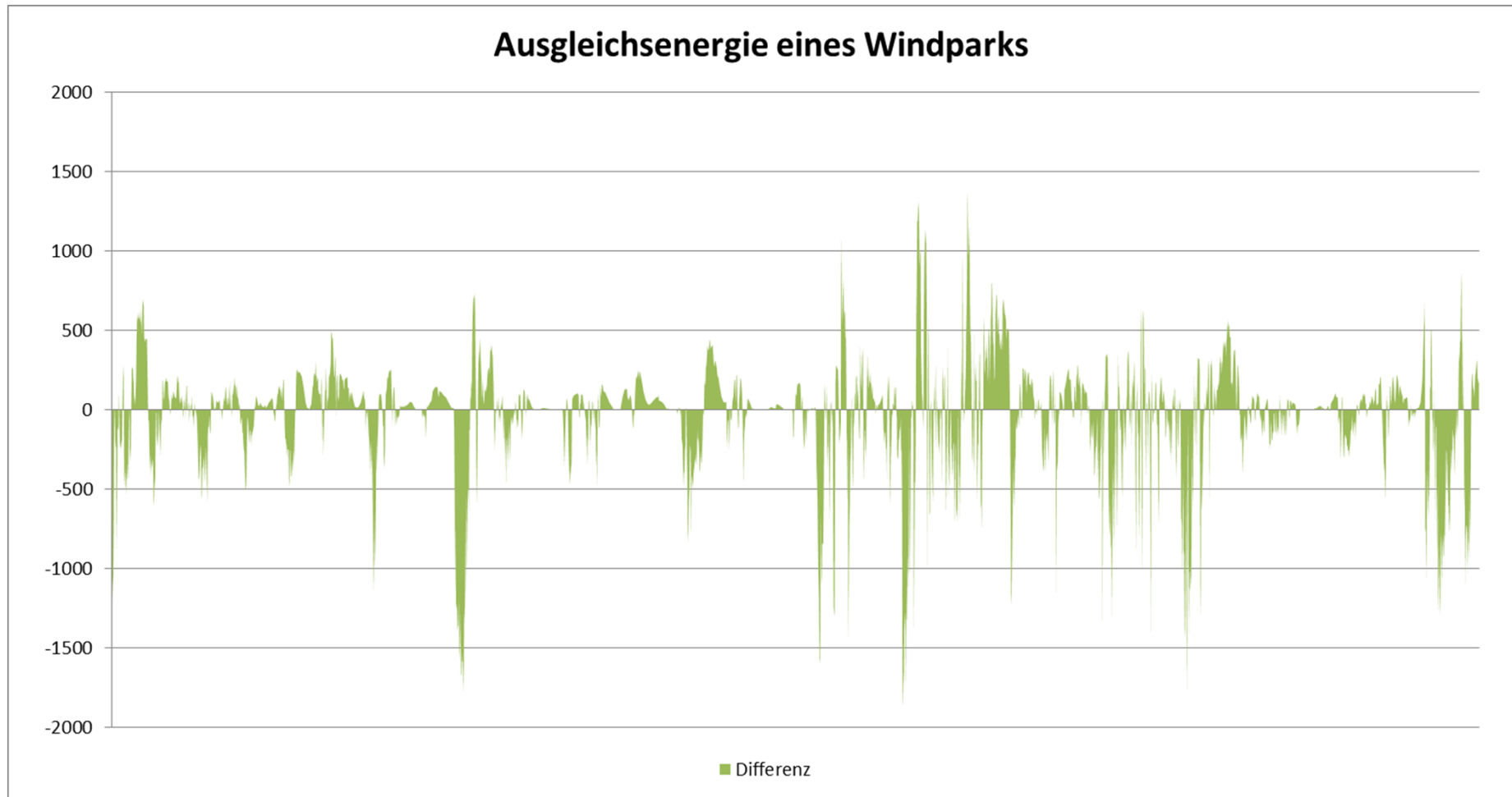
# Praxis Grünstromprivileg: Beispiel eines Grünstromportfolios



# Praxis Grünstromprivileg: Risiko Prognoseabweichungen



# Praxis Grünstromprivileg: Risiko Ausgleichsenergie



# Praxis Grünstromprivileg

## Zusammenfassung



- Die Änderungen beim Grünstromprivileg im EEG 2012 haben zu einer Risikosteigerung bei niedrigerem finanziellen Vorteil geführt.
- Chancen und Risiken stehen somit nicht mehr im gleichen Verhältnis.
- Es wird Spezialwissen bei der Windleistungsprognose benötigt.
- Viele Vertriebe scheuen dieses für sie neue Thema

# Direktvermarktungsverträge



- Mittlerweile liegen ausgereifte Verträge im Markt vor, die auch von den unterschiedlichen Banken akzeptiert werden
- Folgende Standards sind heute üblich:
  - Regelungen für alle drei Formen der Direktvermarktung enthalten
  - Detaillierte Regelungen zu Rechten und Pflichten
  - Mitteilungspflichten der Anlagenbetreiber zu Wartungen und Ausfällen
  - Detaillierte Regelung zum Zahlungsfluss
  - Zwei Zahlungsfluss-Modelle werden i.d.R. angeboten:  
Netzbetreiber+Händler (ZNH) bzw. ausschließlich über Händler (ZH)
  - Zusätzliche Bürgschaften (i.d.R. Bankbürgschaften) für drei Monate
  - Mindestlaufzeit 1 Jahr, i.d.R. werden aber längerfristige Verträge abgeschlossen (zum Teil auch bis Ende 2015)

- Haben die Anlagenbetreiber im EEG-Regime normalerweise monatliche Gutschriften vom VNB erhalten, müssen sie bei der Direktvermarktung i.d.R. dem Händler eine Rechnung stellen.
- Die Händler/Dienstleister erstellen hierfür nach den vorliegenden abrechnungsrelevanten Einspeisezeitreihen entsprechende Rechnungshilfen für die Anlagenbetreiber.
- Folgende Standards sind heute üblich:
  - **Zahlungsfluss-Modell Netzbetreiber+Händler (ZNH):**  
VNB zahlt an Anlagenbetreiber: Marktprämie (EEG minus Referenzmarktwert)  
Händler zahlt an Anlagenbetreiber: Referenzmarktwert plus „x“
  - **Zahlungsfluss-Modell ausschließlich über Händler (ZH):**  
Händler zahlt an Anlagenbetreiber: EEG plus „x“

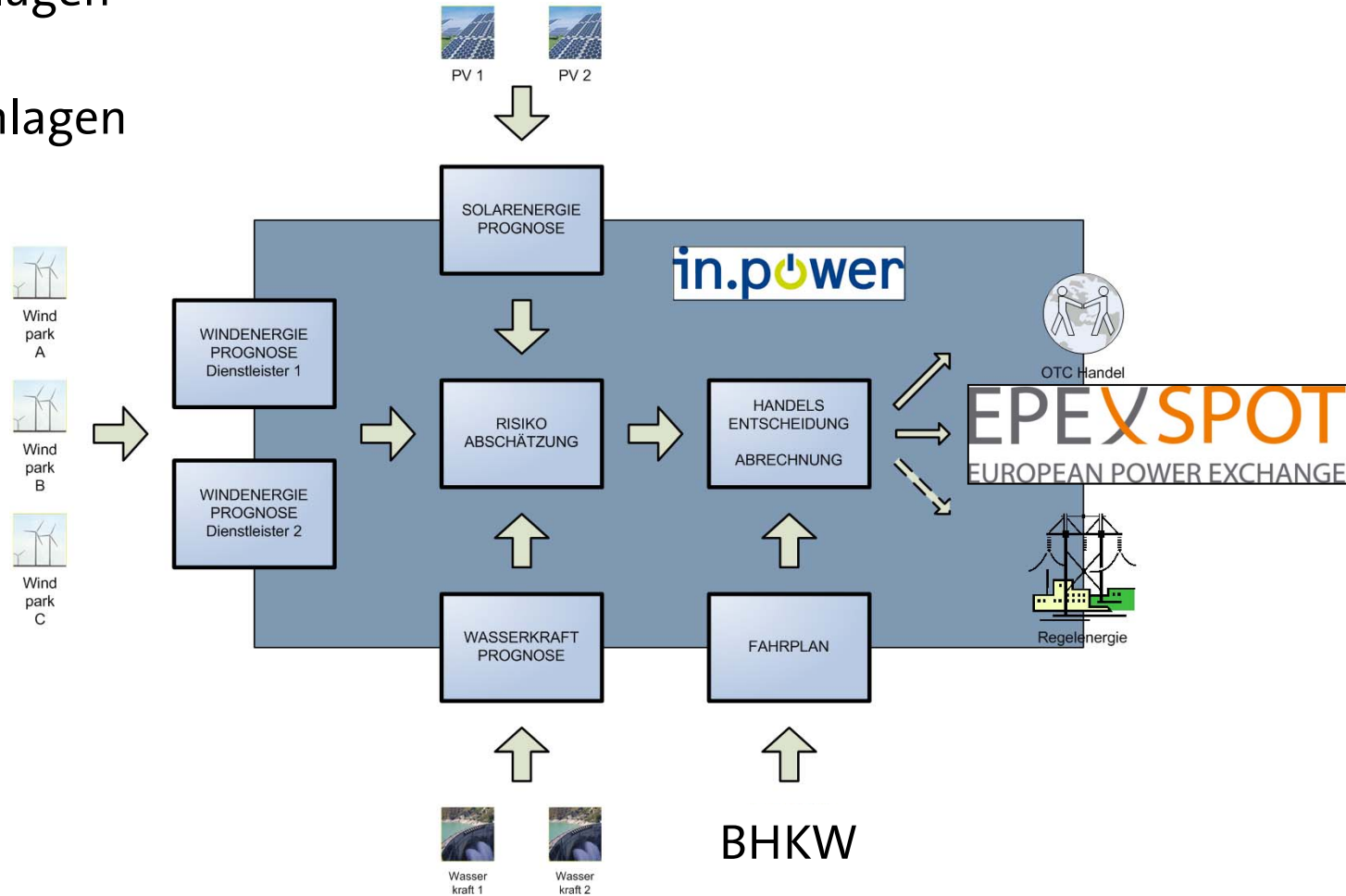
- VNB zahlen i.d.R. die Marktprämie ohne Umsatzsteuer an die Anlagenbetreiber oder wenn entsprechende Abtretungen vorliegen an die Händler oder Banken aus
- Die Verkaufserlöse des Stromes an der Börse werden jedoch mit Umsatzsteuer an die Anlagenbetreiber weitergegeben
- Aktuell ist das Thema Umsatzsteuer auf die Marktprämie seitens der Steuerverwaltung noch nicht abschließend geklärt

# Operative Herausforderungen: Direktvermarktung Kernprozess

in.power

1. EEG-Anlagen

2. KWK-Anlagen





- Eigenentwicklung **i.pem**
- Stammdatenverwaltung
- Konsolidierung und Optimierung der Prognose
- Anlagenmeldungen
- Konsolidierung und Reporting IST-Werte
- Quotenmonitoring
- Schnittstellen zu externen EDM-Systemen

- Windenergieprognosen
    - Genauigkeit und Zuverlässigkeit
  - IST-Daten
    - Kommunikation mit VNBs
    - Datenkonsistenz und Vollständigkeit
  - Kraftwerksausfälle
    - Störungen (auch geplante Wartungen!) oft nur sehr kurzfristig bekannt
- Einrichtung des i.pcc zur Optimierung der Prozesse

# in.power control center (i.pcc)



1. Grünstromprivileg

2. Marktprämienmodell

3. Regelenergiebereitstellung

4. BHKW / KWK-Optimierung

A

B

C

D

E

F

Fahrplan- und  
Prognosemanagement

Steuerung

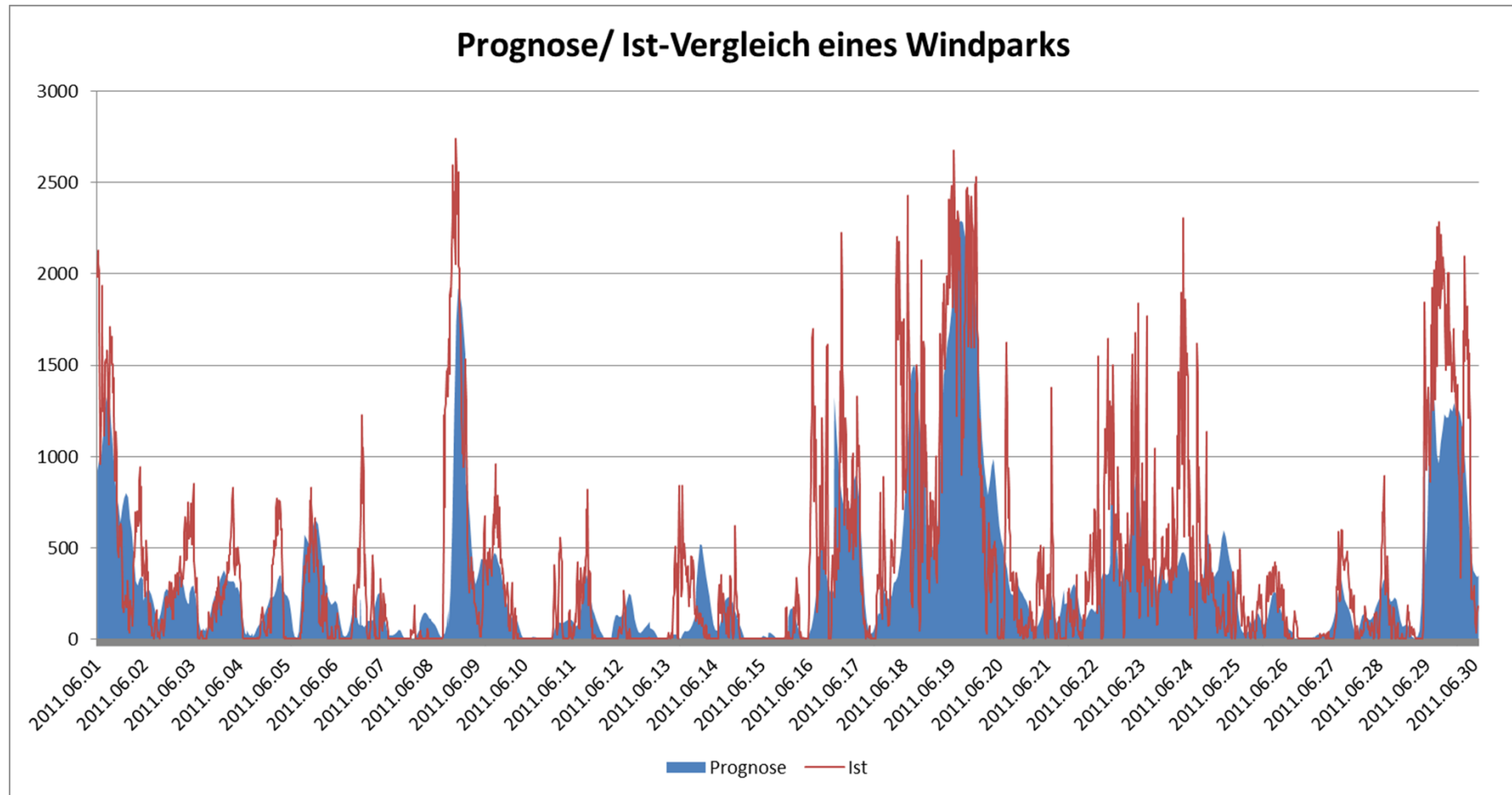
Eskalationsmanagement

Bilanzkreismanagement

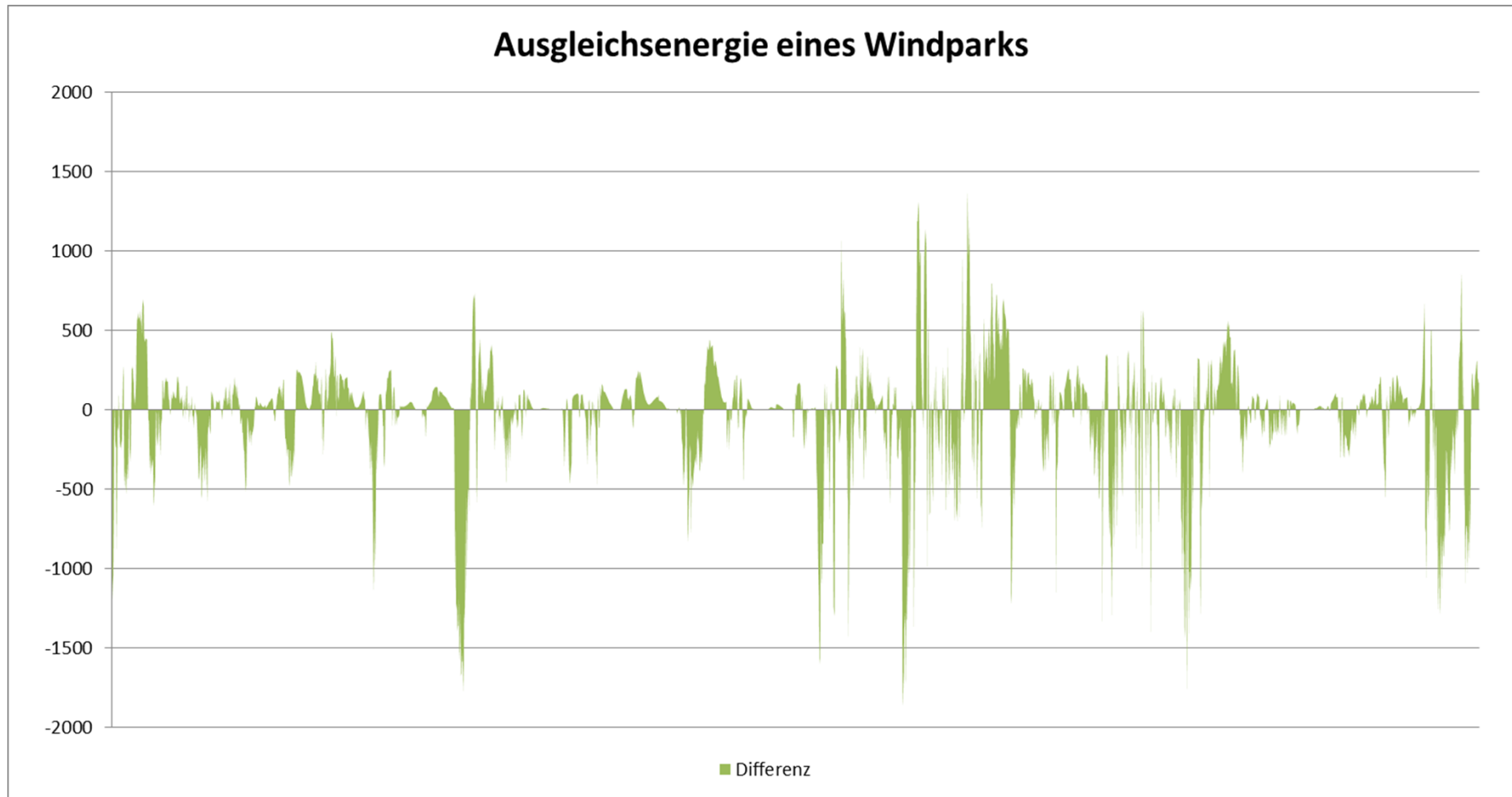
Abrechnung

Visualisierung

# Operative Herausforderungen: Risiko Prognoseabweichungen

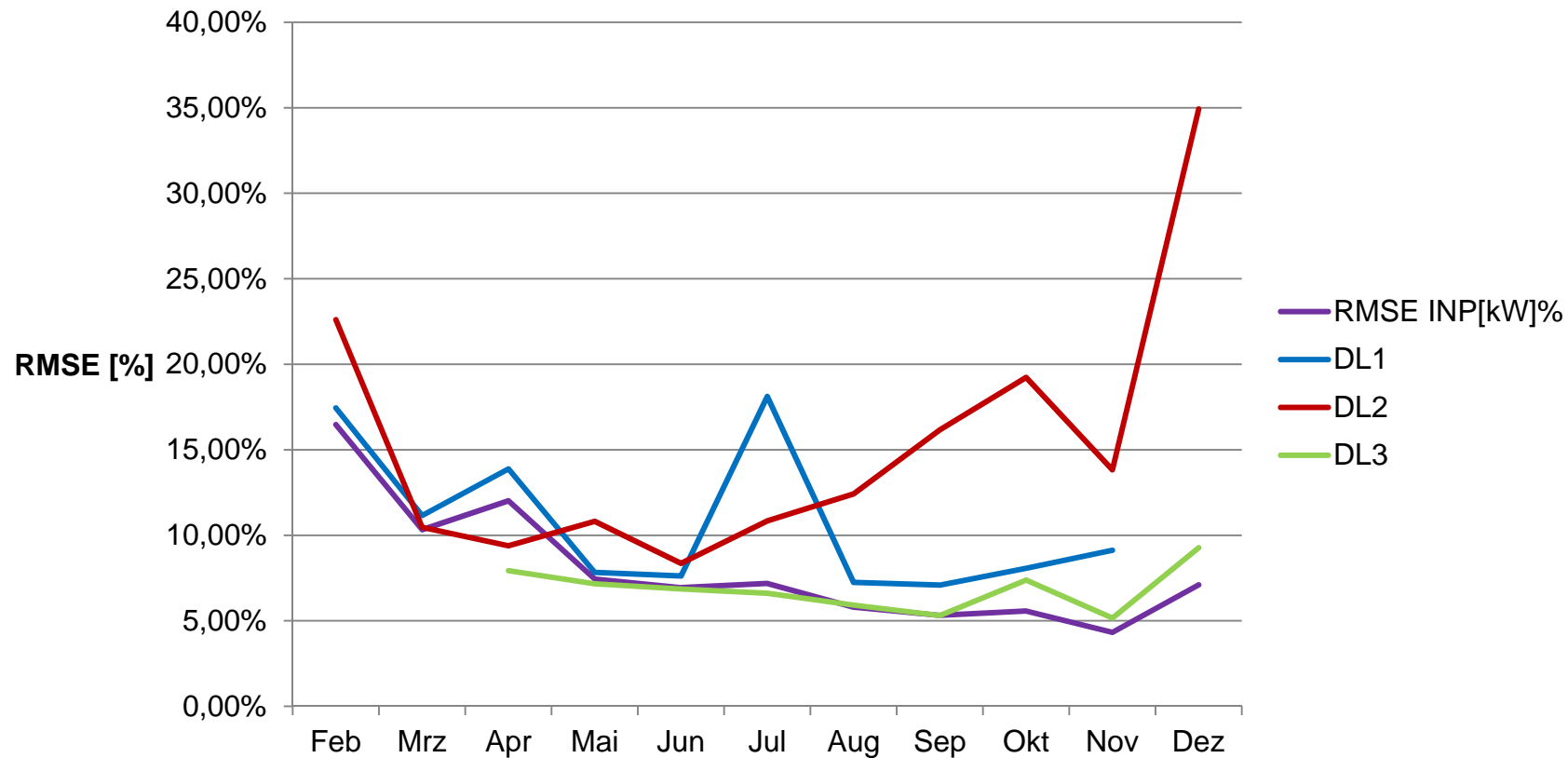


# Operative Herausforderungen: Risiko Ausgleichsenergie



# Operative Herausforderungen: Windenergieprognosen

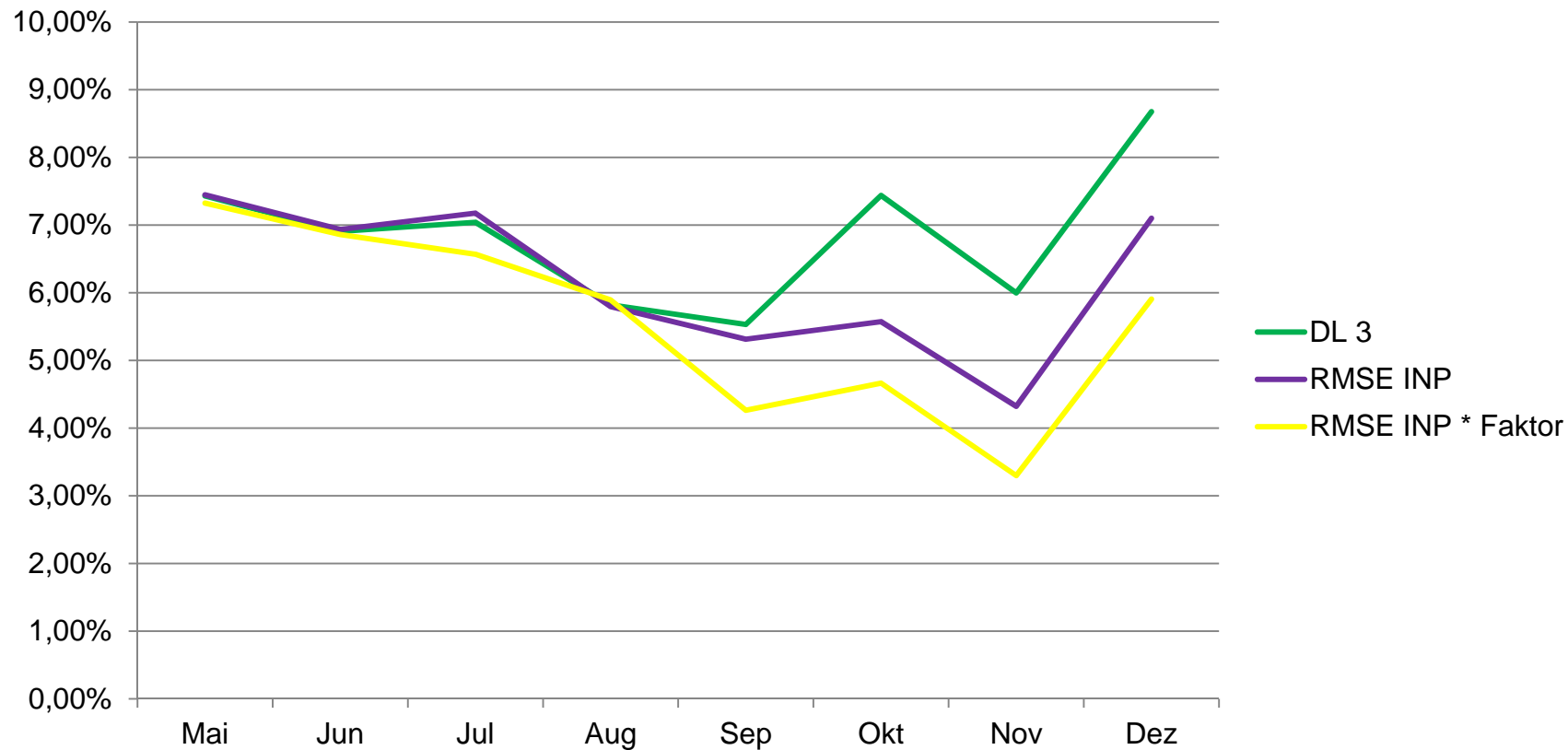
**RMSE nach Prognose-Dienstleistern und Optimierung seitens in.power  
über Anlagenmeldungen (Betrachtungszeitraum 2011) – Day-Ahead**



# Operative Herausforderungen: Genauigkeit und Zuverlässigkeit



**RMSE DL 3 und Verbesserung der Prognose seitens in.power über  
Anlagenmeldungen; sowie Fehleroptimierung mit Korrekturfaktor)**



# Operative Herausforderungen: Ist-Daten/Kommunikation mit VNB



- IST-Daten
  - Kommunikation mit VNBs
  - Datenkonsistenz und Vollständigkeit
- Aktuell nimmt die Abstimmung mit dem Netzbetreiber einen großen zeitlichen Aufwand ein
- Hier ist noch Optimierungspotenzial um die Prozesse schlanker zu machen und zu verbessern



# Operative Herausforderungen: Anlagenstörungen



- Über das in.power control center werden entsprechende Informationen gesammelt und verdichtet:
  - längerfristig geplante Wartungsarbeiten
  - kurzfristige Wartungsarbeiten
  - Anlagenstörungen und –ausfälle
- Zum Teil wird auf Meldungen der Anlagenbetreiber bzw. deren Betriebsführer zurückgegriffen, teilweise auch auf Scada-Werte oder Onlineerfassung der Messung.
- Die Informationen fließen in geänderte Kurzfristprognosen ein und können somit auch für den Intraday-handel genutzt werden.

# Operative Herausforderungen: Einspeisemanagement – ein Praxisproblem?



- Die Abstimmung zwischen VNB und Anlagenbetreibern bzw. Händlern muss bei Anlagen-Abregelungen durch den VNB noch verbessert werden.
- Zielführend wären entsprechende automatisierte Prozesse

# Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers



- Händler/Dienstleister sollte bereits über entsprechende Erfahrung verfügen, z.B. Expertise beim Grünstromprivileg in 2011
- Direktvermarktungsvertrag sollte ausgewogen sein
- Gute Bonität bzw. entsprechende Bankbürgschaften sollten vorhanden sein
- Händler/Dienstleister sollten mittelfristig in der Lage sein, dem Anlagenbetreiber weitere Wertschöpfung anzubieten
- Mehrerlöse sollten nicht alleine das Indiz für den Anlagenbetreiber sein einen verlässlichen Partner auszuwählen

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 1/7



- **Referentenentwurf** wurde **vom BMU** am 20. Juli 2012 vorgelegt.
- Verbändeanhörung zu dem [Referentenentwurf](#) einer "Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie" (Managementprämien-verordnung) wurde hiermit eingeleitet.
- Die Frist zur Stellungnahme ist am 1. August 2012 abgelaufen.
- Mit der Managementprämienverordnung soll die im Rahmen der Marktprämie nach § 33g EEG gewährte Managementprämie für direkt vermarkteten Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2013 abgesenkt werden. Mit dieser Absenkung soll Überförderungsseffekten entgegengesteuert und die EEG-Umlage entlastet werden.
- Der vorgeschlagenen Absenkung liegt ein [wissenschaftliches Kurzgutachten](#) zugrunde

Quelle Referentenentwurf: [http://www.vdud.org/resources/RefE+MaPrV+2012-07-20\\_0.pdf](http://www.vdud.org/resources/RefE+MaPrV+2012-07-20_0.pdf)

Quelle Kurzgutachten: [http://www.vdud.org/resources/kurzgutachten\\_marktpraemienmodell.pdf](http://www.vdud.org/resources/kurzgutachten_marktpraemienmodell.pdf)

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 2/7



## **Bewertung einer Reduktion der Höhe der Managementprämie (lt. Kurzgutachten)**

### **Zusammenfassend sprechen daher folgende Argumente für eine Kürzung der Managementprämie:**

- Mögliche Erhöhung der Akzeptanz der Marktprämie in der aktuellen politischen Diskussion
- Realisierbare Einsparungen im Bereich 140 Mio.€ - 200 Mio. €
- Reduktion der Mitnahmeeffekte, insbesondere von Seiten der WEA-Betreiber

### **Gegen eine Kürzung der Managementprämie spricht:**

- Notwendige Lernphase der Akteure, Zeitraum für technische Anpassungen
- Veränderte Vertrauensbasis der Akteure und Banken
- Deutliche Verschärfung des Kostendrucks für die Vermarkter

### **Aus Sicht des Konsortiums sprechen im Ergebnis die stärkeren Gründe für eine Kürzung der Managementprämie.**

Quelle Kurzgutachten: [http://www.vdud.org/resources/kurzgutachten\\_marktpremienmodell.pdf](http://www.vdud.org/resources/kurzgutachten_marktpremienmodell.pdf)

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 3/7



- Regierungsentwurf wurde am 29.08.2012 von Bundesumweltminister Peter Altmaier eingebracht und im Kabinett beschlossen.
- Auszug aus der Presseerklärung des BMU vom gleichen Tag:

*„Die ersten Erfahrungen mit diesen neuartigen Instrumenten zeigen, dass die Managementprämie für Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu hoch angesetzt war. Sie wird daher ab dem Jahr 2013 gegenüber der bislang vorgesehenen Prämie um 0,35 Cent je Kilowattstunde abgesenkt. Die Absenkung gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen und sie wird auch für die nachfolgenden Jahre entsprechend fortgeschrieben. Für fernsteuerbare Windenergie- und Photovoltaikanlagen fällt die Reduzierung mit 0,25 Cent je Kilowattstunde im Jahr 2013 etwas geringer aus. Hiermit wird ein Anreiz gesetzt, insbesondere bestehende Anlagen schneller mit der Fernsteuertechnik auszustatten, um eine bedarfsorientierte Steuerung der Anlagen durch Dritte zu erleichtern.*

*Die Verordnung bedarf noch der Zustimmung des Deutschen Bundestages.“*

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 4/7



## Ursprüngliche Vergütungssätze der Managementprämie im EEG 2012

Managementprämie je Erzeugungsart	2012	2013	2014	2015
	[ct/kWh]			
Steuerbare Erzeuger <sup>1</sup>	0,3	0,275	0,25	0,225
Wind onshore	1,2	1,0	0,85	0,7
Wind offshore	-	1,0	0,85	0,7
Solar	1,2	1,0	0,85	0,7

<sup>1)</sup> Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 5/7



## Angedachte Änderungen der Vergütungssätze der Managementprämie durch MaPrV

Managementprämie je Erzeugungsart	2012	2013	2014	2015
	[ct/kWh]			
Steuerbare Erzeuger <sup>1</sup>	0,3	0,275	0,25	0,225
Wind onshore	1,2	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)
Wind offshore	-	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)
Solar	1,2	0,65 (0,75*)	0,45 (0,6*)	0,3 (0,5*)

<sup>1)</sup> Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie

\* Werte in Klammern stehen für fernsteuerbare Anlagen mit Onlinezähler



# Managementprämienverordnung (MaPrV) 6/7



## **§ 3 Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen**

(1) Anlagen sind fernsteuerbar im Sinne des § 2 Absatz 2, wenn die Anlagenbetreiberinnen oder Anlagenbetreiber

- 1. die technischen Einrichtungen vorhalten, die erforderlich sind, damit der Dritte, an den sie den Strom nach § 33b Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarkten, oder eine andere Person, an die dieser Strom weiterveräußert wird, jederzeit a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und b) die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren kann, und
- 2. dem Dritten oder der anderen Person nach Nummer 1 die Befugnis einräumen, jederzeit a) die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen und b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu reduzieren, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich ist.

(2) Für die Voraussetzungen nach Absatz 1 gilt § 46 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend.

# Managementprämienverordnung (MaPrV) 7/7



## **§ 3 Anforderungen an fernsteuerbare Anlagen**

(3) Für Anlagen, bei denen nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes Messsysteme im Sinne von § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes einzubauen sind, die die Anforderungen nach § 21e des Energiewirtschaftsgesetzes erfüllen, muss die Abrufung der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung nach Absatz 1 über das Messsystem erfolgen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Solange der Einbau eines Messsystems nicht technisch möglich im Sinne von § 21c Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist, sind unter Berücksichtigung der einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik Übertragungstechniken und Übertragungswege zulässig, die dem jeweiligen Stand der Technik entsprechen; § 21g des Energiewirtschaftsgesetzes ist zu beachten. Satz 2 ist entsprechend anzuwenden für Anlagen, bei denen aus sonstigen Gründen keine Pflicht zum Einbau eines Messsystems nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes besteht.

(4) Die Befugnis, die nach Absatz 1 Nummer 2 dem Dritten oder der anderen Person eingeräumt wird, darf das Recht des Netzbetreibers zum Einspeisemanagement nach § 11 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht beschränken.

# Zusammenfassung



- Die Direktvermarktung von Windkraftanlagen mit Hilfe der optionalen Marktprämie wurde mit ca. 70 % Marktanteil erfolgreicher und somit schneller als ursprünglich gedacht umgesetzt
- In der öffentlichen und politischen Diskussion wurden massive Mitnahmeeffekte auf Seiten der Anlagenbetreiber kritisiert
- Mit der vorliegenden und vom Kabinett am 29. August 2012 beschlossenen Managementprämienverordnung (MaPrV) sollen diese möglichen Mitnahmeeffekte reduziert werden
- Gleichzeitig sollen finanzielle Anreize für Fernsteuerbarkeit der Anlagen und Online-Messung erfolgen
- Die MaPrV muss noch den Bundestag (nicht aber den Bundesrat passieren)
- Die zweite und dritte Lesung im Bundestag und somit die Verabschiedung der MaPrV ist für Mitte Oktober 2012 geplant
- Die Direktvermarkter werden somit von Ihrem vertraglichen Kündigungsrecht Gebrauch machen und entsprechende Anpassungen der Zusatzvergütung vornehmen müssen

# Mögliche Stufen der Markt- und Systemintegration



- (1. Stufe)  
Grünstromprivileg oder Marktprämie
- (2. Stufe)  
Verlagerung in den peak-Bereich  
Verminderung der Erzeugung im off-peak-Bereich
- (3. Stufe)  
Aufnahme in den Regelenenergiemarkt

**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit**

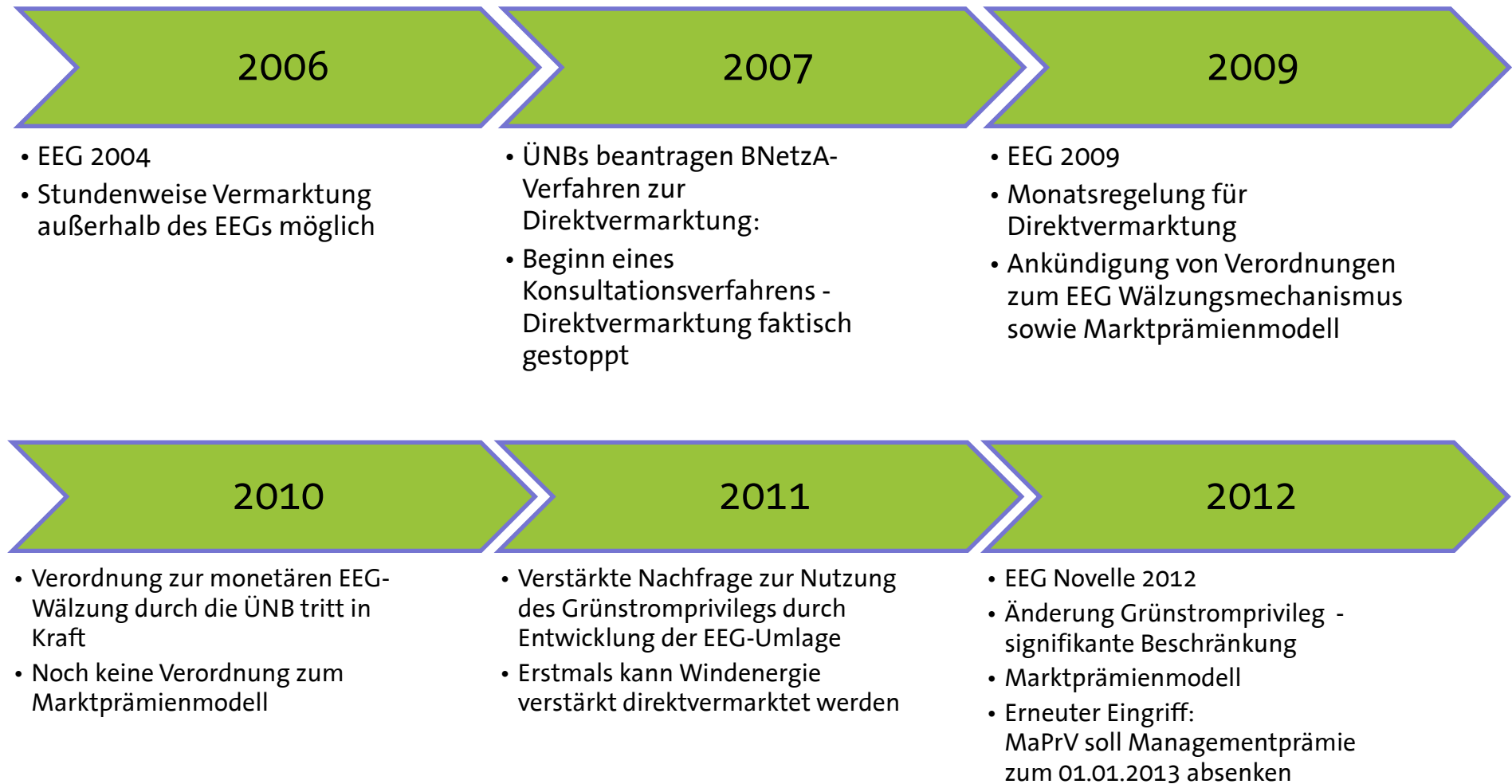


**in.power GmbH  
Geschäftsführung  
Dipl.-Ing. Josef Werum  
An der Fahrt 5  
55124 Mainz**

**Telefon: +49 6131 – 696 57-0  
josef.werum@inpower.de  
www.inpower.de**

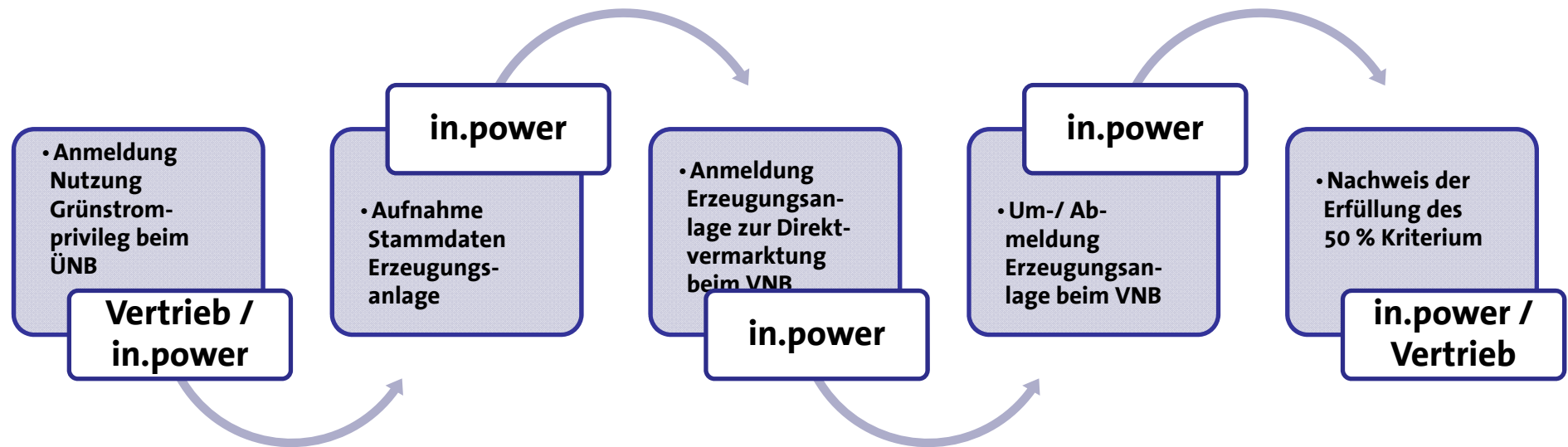


# Entwicklung der Direktvermarktung im EEG-Kontext



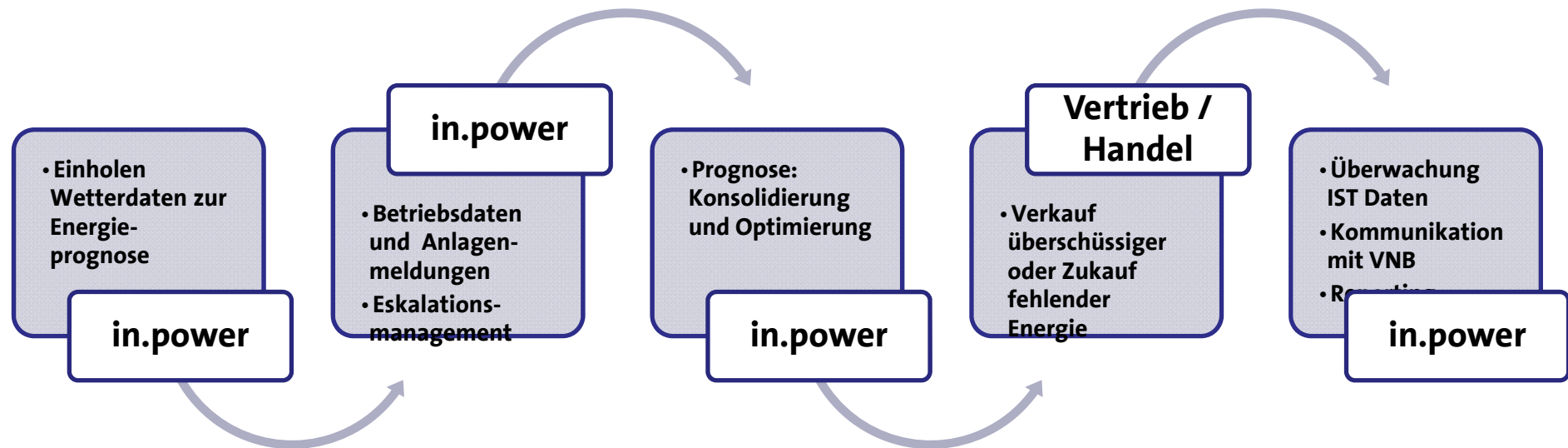
# Operative Herausforderungen: Direktvermarktung Kernprozess

in.power



# Operative Herausforderungen: Direktvermarktung Kernprozess

in.power



# Operative Herausforderungen: Direktvermarktung Kernprozess

