

**ForWind Academy / HDT am 16. September 2014, Bremen**

**„Direktvermarktung von Windstrom – Was ändert sich durch das neue EEG für Anlagenbetreiber?“**

## Themenblock 3: Direktvermarktung am konkreten Beispiel

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



## **Teil 1: Vertragsvorbereitung / -abschluss und Anmeldung**

- Eckpunkte einer konkreten Zusammenarbeit
- Checkliste Direktvermarktung
- Möglicher Zeitplan zur Umsetzung

## **Teil 2: Notwendige Prozesse zur Umsetzung der DV**

- Einmalige Prozesse
- Tägliche Prozesse
- Monatliche Prozesse
- Operative Herausforderungen und Lösungen

## **Teil 3: Konkretes Rechenbeispiel**

## **Teil 1: Vertragsvorbereitung / -abschluss und Anmeldung**

- Eckpunkte einer konkreten Zusammenarbeit
- Checkliste Direktvermarktung
- Möglicher Zeitplan zur Umsetzung

## **Teil 2: Notwendige Prozesse zur Umsetzung der DV**

- Einmalige Prozesse
- Tägliche Prozesse
- Monatliche Prozesse
- Operative Herausforderungen und Lösungen

## **Teil 3: Konkretes Rechenbeispiel**

# Eckpunkte einer konkreten Zusammenarbeit



- Anlagenbetreiber signalisiert Händler Interesse an einer konkreten Zusammenarbeit
- Händler und Anlagenbetreiber schließen Vertraulichkeitserklärung und Absichtserklärung (LOI) bzgl. gewünschter Zusammenarbeit bei der Direktvermarktung
- Händler prüft optimalen Vermarktungsweg (Grünstromprivileg oder Marktprämie)
- Vertragsabstimmung und Vertragsabschluss
- Anlagenbetreiber sollte hierbei kein Risiko eingehen
- Anlagenbetreiber sollte gesichert EEG+x erhalten (entweder nur vom Händler oder Netzbetreiber und Händler)

# Checkliste Direktvermarktung



- Übermittlung der notwendigen Unterlagen (Anlagendaten, Erzeugungsdaten, historische Lastgänge)
- Erlösindikation seitens Händler
- 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 2014)**  
Übermittlung der notwendigen Unterlagen seitens Betreiber
- **(bis Mitte Oktober 2014)**  
Erlösindikation und Zusendung der Vertragsunterlagen
- **(bis Ende Oktober 2014)**  
Prüfung der Vertragsunterlagen seitens Betreiber
- **(bis Mitte November 2014)**  
Vertragsabschluss
- **(bis Ende November 2014)**  
Ummeldung der EEG-Anlagen seitens Händler beim VNB
- **(ab 01. Januar 2015)**  
Beginn der Direktvermarktung

## Teil 1: Vertragsvorbereitung / -abschluss und Anmeldung

- Eckpunkte einer konkreten Zusammenarbeit
- Checkliste Direktvermarktung
- Möglicher Zeitplan zur Umsetzung

## Teil 2: Notwendige Prozesse zur Umsetzung der DV

- Einmalige Prozesse
- Tägliche Prozesse
- Monatliche Prozesse
- Operative Herausforderungen und Lösungen

## Teil 3: Konkretes Rechenbeispiel

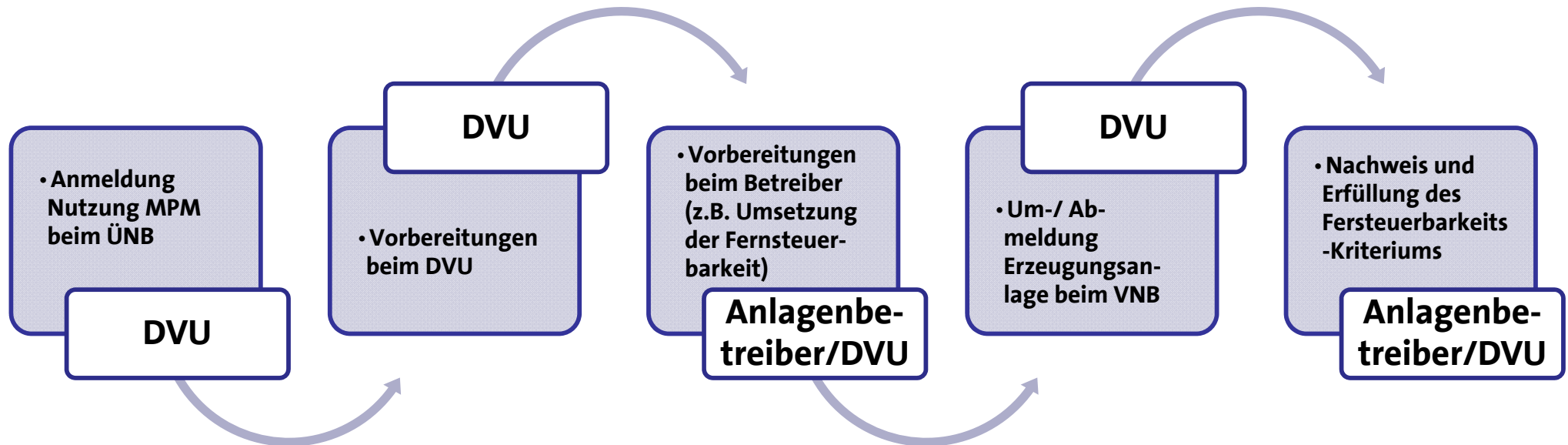
# Notwendige Prozesse zur Umsetzung der Direktvermarktung



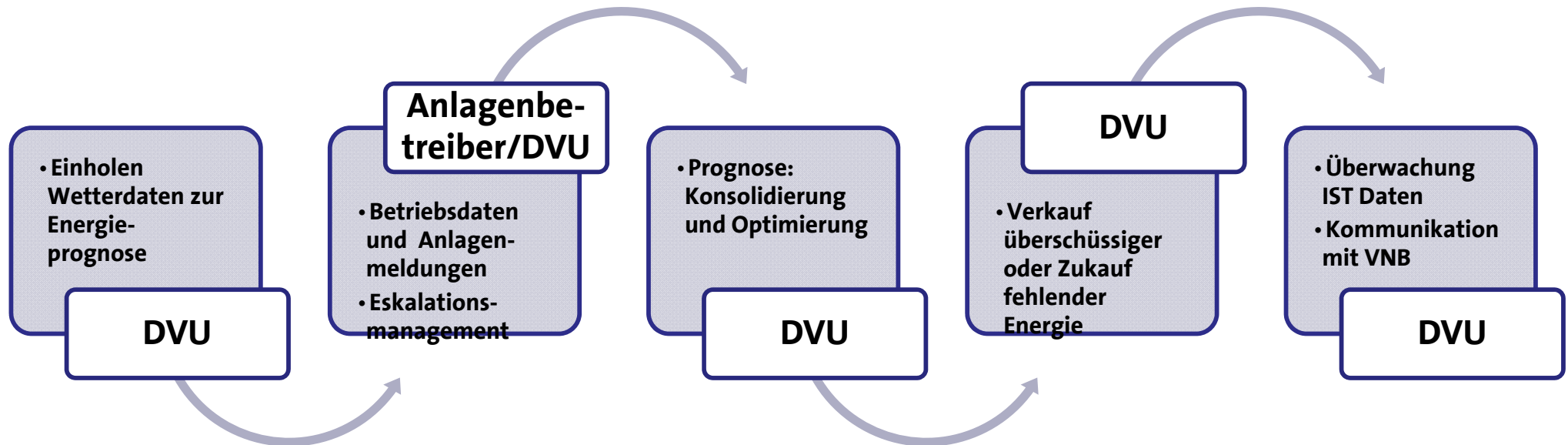
- Einmalige und jährliche Prozesse
  - An-/Abmeldungen zur Direktvermarktung
  - Nachweispflichten
- Wiederkehrende Prozesse
  - Täglich
    - Prognosen
    - Anlagenmeldungen
    - IST-Daten
  - Monatlich
    - Abrechnungen
    - Mittelfristprognosen



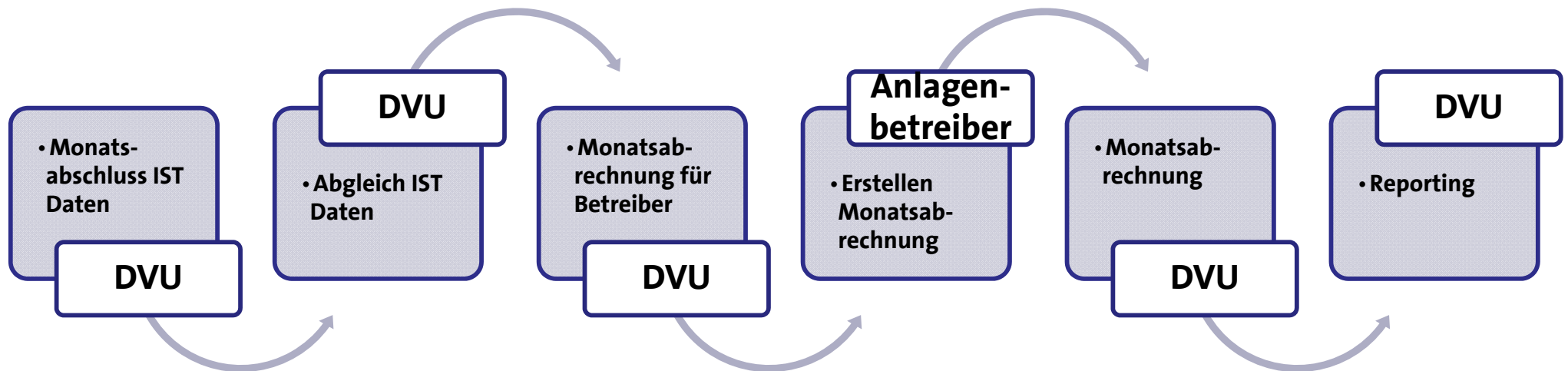
# Einmalige Prozesse



# Tägliche Prozesse



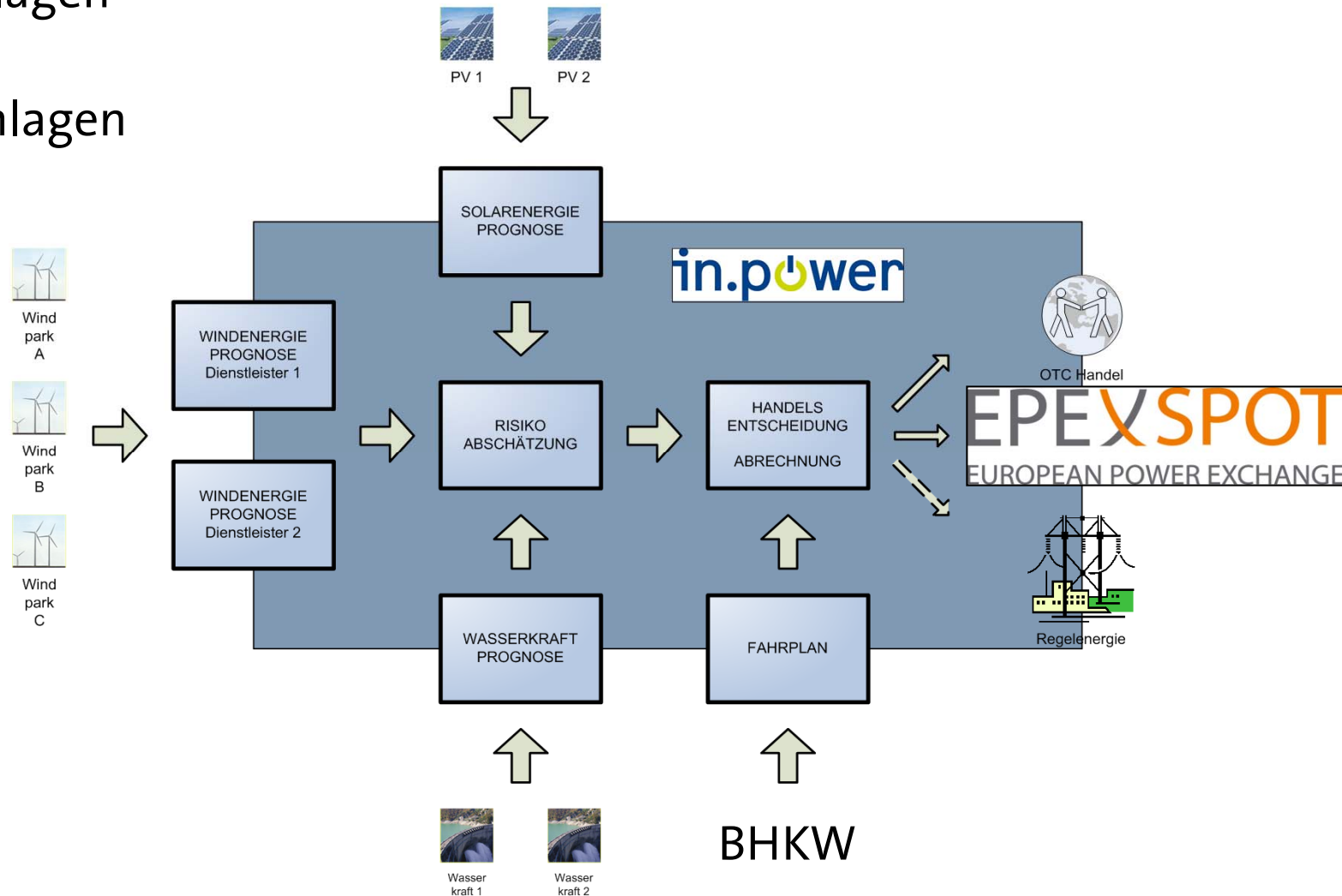
# Monatliche Prozesse



# in.power Kernprozess

1. EEG-Anlagen

2. KWK-Anlagen



- Eigenentwicklung **in.power energy manager (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

- **Das i.pcc**
- Operative Anforderungen der Direktvermarktung
- Eskalationsmanagement
- Prognose- und Datenmanagement
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- Geplante Erweiterungen

# in.power control center (i.pcc)



- Bündelung der operativen Prozesse
- Leitstellenfunktion
- Visualisierung





# in.power control center (i.pcc)



1. Marktprämienmodell

2. „sonstige DV“

3. Regelenergiebereitstellung

4. BHKW / KWK-Optimierung

A

Fahrplan- und  
Prognosemanagement

B

Steuerung

C

Eskalationsmanagement

D

Bilanzkreismanagement

E

Abrechnung

F

Visualisierung

- Das i.pcc
- **Operative Anforderungen der Direktvermarktung**
- Eskalationsmanagement
- Prognose- und Datenmanagement
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- Geplante Erweiterungen

# Operative Erfahrungen aus der Direktvermarktung – Beispiele



- Erzeugungsprognosen sind nicht immer so, wie man sie erwartet  
(und das hat nichts mit dem Wetter zu tun...)
- Kommunikation zu Anlagenmeldungen ist noch neu...
- Marktprozesse, die seit mehreren Monaten offiziell eingeführt sind, haben es noch schwer...
- „Geeichte“ IST-Daten sind nicht so genau oder kommen nicht so zuverlässig, wie der Name vermuten lässt...

# Operative Anforderungen aus der Direktvermarktung



- Überwachung der Prognosen
- Reaktion auf Anlagenmeldungen
- Überwachung der IST Daten und Abrechnungsunterstützung
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- Marktprämienmodel: Unterstützung bei Abrechnung und Prüfung der Marktprämie

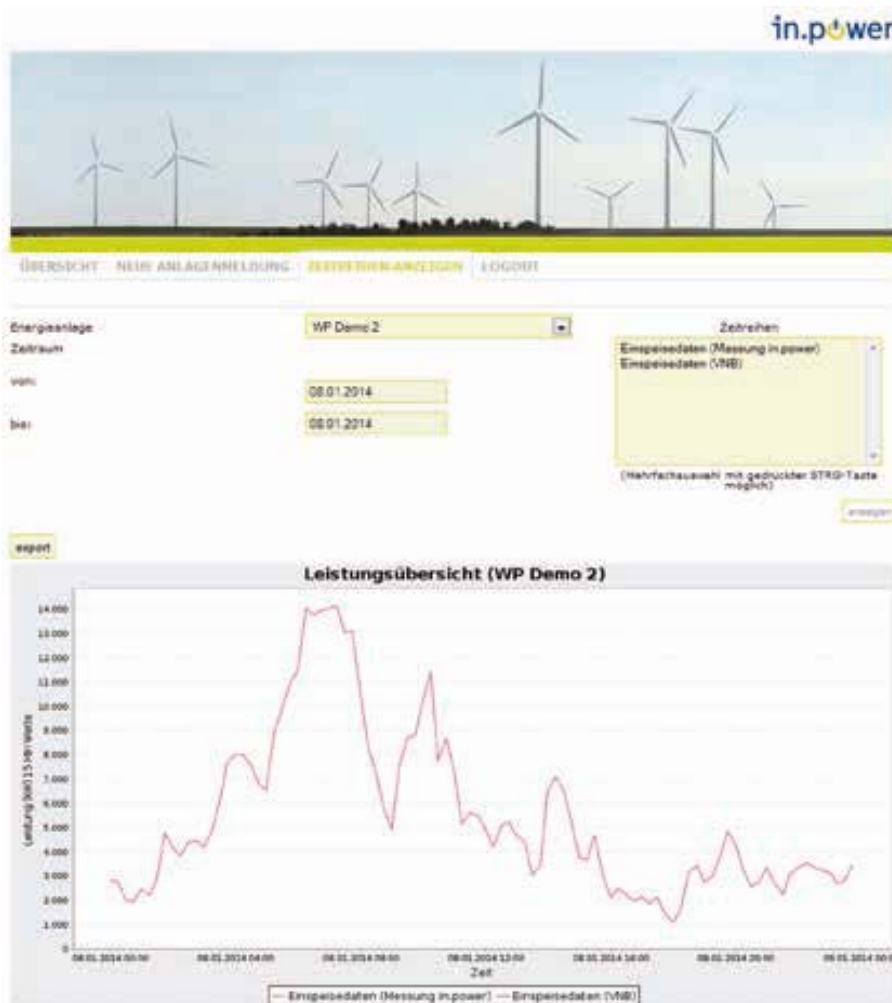
- Das i.pcc
- Operative Anforderungen der Direktvermarktung
- **Eskalationsmanagement**
- Prognose- und Datenmanagement
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- Geplante Erweiterungen

# Optimieren der Erzeugungsprognosen



- Meldung von Anlagenausfällen durch die Anlagenbetreiber
- Einfache Kommunikation mit webbasiertem Kundenportal „i.pem web“
- Anlagenmeldungen werden in der Erzeugungsprognose für Folgetag (Day Ahead) und untertäglich (Intraday) berücksichtigt

# Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter



## in.power-Kundenportal:

### 1. Messdaten:

- Bis zu 96 mal am Tag Übermittlung der 15-min.-Werte am Einspeisepunkt
- Visualisierung der Anlagenverfügbarkeit
- Grafische Anzeige sowie Exportfunktion

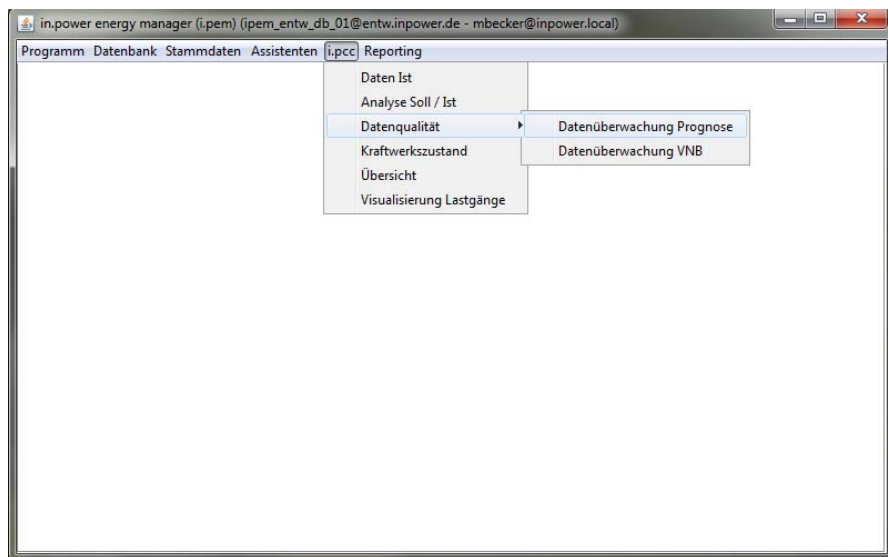
### 2. Anlagenmeldungen:

- Übermittlung der planbaren Betriebsunterbrechungen (Wartungsarbeiten, Revisionen)
- Übermittlung von Störungen und voraussichtlichen Ausfallzeiten
- Automatische Prognoseaktualisierung

- Das i.pcc
- Operative Anforderungen der Direktvermarktung
- Eskalationsmanagement
- **Prognose- und Datenmanagement**
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- Geplante Erweiterungen

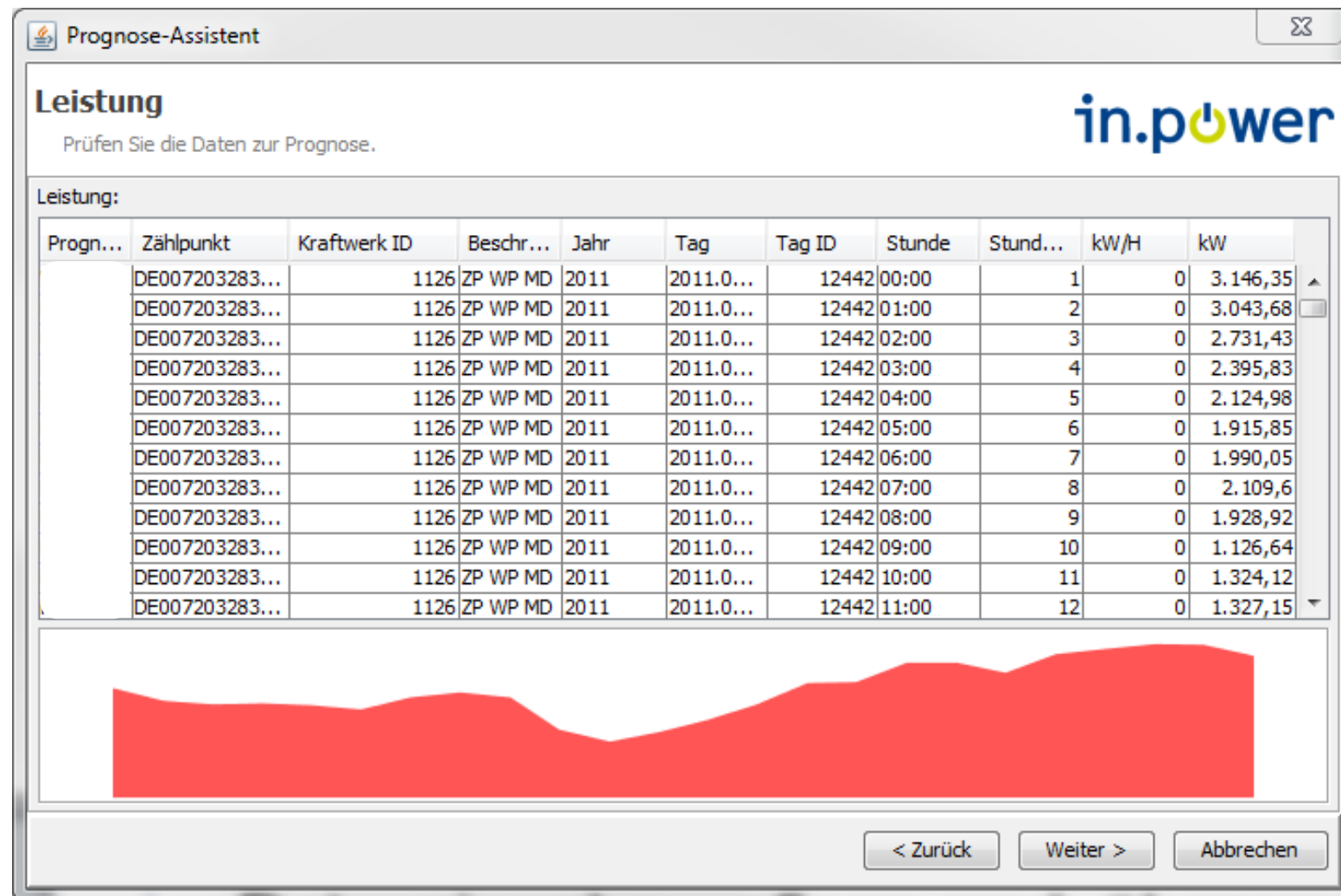


# Überwachen der Erzeugungsprognosen



- Integriert in i.pem
- Dient der Prüfung der Prognosedaten
- Überprüfung hinsichtlich:
  - Aktualität
  - Plausibilität
  - Vollständigkeit

# Konsolidierung der Prognosen



- Konsolidierung der Prognosen nach Portfolien und Regelzonen
  - „Pick Best“ der Prognosen aus historischer Erfahrung
  - Berücksichtigung der Anlagenmeldungen
- Automatischer Versand der Prognosen 4-mal täglich
- Möglichkeit der ad-hoc Versendung über den in.power energy manager

# Datenmanagement Ist-Werte

- Messwerte-Überwachungs-Tool

Messwerte-Überwachung	Zeitraum letzte Datenübermittlung		VNB Messung				Zeitraum letzte Datenübermittlung		in.power Messung			
	von	bis	Anz der Werte	Fehler-Werte	Max 1/4h	Min. 1/4 h	von	bis	Anz der Werte	Fehler-Werte	Max 1/4h	Min. 1/4 h
WP 1	Werte vom Vortag		Anz = Anz 1/4 h	≠ "NULL"	< P Installiert	≥ 0	Werte vom Vortag		Anz = Anz 1/4 h	≠ "NULL"	< P Installiert	≥ 0
WP 2	Werte bis letzte Woche		Anz ≠ Anz 1/4 h	,= "NULL"	> P Installiert	< 0	Werte bis bis letzte Woche		Anz ≠ Anz 1/4 h	,= "NULL"	> P Installiert	< 0
	Werte älter als letzte Woche						Werte älter als letzte Woche					
:												
WP n												

# Datenmanagement Ist-Werte

- VNB Ist-Wert-Analyse

Zeilenbeschriftungen	1088	1088 Ergebnis	1126	1126 Ergebnis	1133	1133 Ergebnis	1210
	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1	VNB_MESSUNG_1
2011.08	1.749.011,00	1.749.011,00	592.475,40	592.475,40	226.625,00	226.625,00	708.889,90
2011.08.01	3.559,60	3.559,60	1.546,60	1.546,60	7.125,00	7.125,00	1.680,47
2011.08.02	52.828,60	52.828,60	21.269,60	21.269,60	7.950,00	7.950,00	26.503,68
2011.08.03	105.529,60	105.529,60	21.632,60	21.632,60	17.512,50	17.512,50	26.605,61
2011.08.04	23.861,20	23.861,20	9.103,60	9.103,60	23.475,00	23.475,00	15.388,39
2011.08.05	49.574,80	49.574,80	16.596,80	16.596,80	18.325,00	18.325,00	20.265,22
2011.08.06	10.584,20	10.584,20	9.748,20	9.748,20	0,00	0,00	10.328,61
2011.08.07	145.349,60	145.349,60	63.527,20	63.527,20	0,00	0,00	60.442,76
2011.08.08	135.564,00	135.564,00	54.947,20	54.947,20	0,00	0,00	62.021,29
2011.08.09	393.078,40	393.078,40	133.036,20	133.036,20	0,00	0,00	148.756,05
2011.08.10	145.772,00	145.772,00	54.392,80	54.392,80	0,00	0,00	66.391,11
2011.08.11	254.009,80	254.009,80	76.854,80	76.854,80	0,00	0,00	81.886,69
2011.08.12	46.578,40	46.578,40	16.442,80	16.442,80	29.900,00	29.900,00	33.531,43
2011.08.13	3.975,40	3.975,40	2.631,20	2.631,20	5.587,50	5.587,50	4.458,66
2011.08.14	39.023,60	39.023,60	19.005,80	19.005,80	34.712,50	34.712,50	36.301,70
2011.08.15	40.792,40	40.792,40	13.932,60	13.932,60	9.850,00	9.850,00	16.880,69
2011.08.16	18.737,40	18.737,40	5.086,40	5.086,40	175,00	175,00	2.733,73
2011.08.17	50.765,00	50.765,00	13.499,20	13.499,20	12.225,00	12.225,00	24.347,50
2011.08.18	12.667,60	12.667,60	6.001,60	6.001,60	14.337,50	14.337,50	12.921,25
2011.08.19	216.759,40	216.759,40	53.220,20	53.220,20	45.450,00	45.450,00	57.445,06
Gesamtergebnis	1.749.011,00	1.749.011,00	592.475,40	592.475,40	226.625,00	226.625,00	708.889,90

- Das i.pcc
- Operative Anforderungen der Direktvermarktung
- Eskalationsmanagement
- Prognose- und Datenmanagement
- **Sicherstellen der Marktkommunikation**
- Geplante Erweiterungen

# Sicherstellen der Marktkommunikation

- Integration der MaBiS-Prozesse („MarktregeIn für die Durchführung der Bilanzkreis-abrechnung Strom“)
  - EDIFACT Kommunikation nach GPKE
  - Automatisierte Bilanzkreisabrechnungen

Konverter EDIFACT Kommunikations-Drehscheibe

Verzeichnisstruktur

- Posteingang
  - BIKO-50HERTZ
  - BIKO-AMPRION
  - BIKO-ENBW
  - BIKO-TENNET
  - Fehlgelaufene Nachrichten
  - VNB-EON

Übersicht für: Posteingang (29 Dateien)

Nachrichtenart	Dateinummer	Empfang/Versand	V-ART	EXCEL	CONTRL	APERAK	UTILMD	Datei Datum	Sender	Empfänger	USER
M5CONS	20110317050145	16.06.2011 10:30						17.03.11 02:30	INP-LIEF	UNBEKANNT	
M5CONS	1106115492800	16.06.2011 10:31						02.03.11 15:49	9900652000005	9905479000006	
UTILMD Z07	061616182	17.06.2011 14:18						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	26.07.2011 19:37						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	27.07.2011 08:33						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	27.07.2011 09:26						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	27.07.2011 10:52						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	27.07.2011 17:32						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
UTILMD Z07	061616182	27.07.2011 18:49						16.06.11 16:18	INP-LIEF	INP-BKV	
M5CONS	EC7494841_1	02.08.2011 14:29						02.08.11 14:14	4042805000102	9903863000004	
M5CONS	EC7494841_1	03.08.2011 09:39						02.08.11 14:14	4042805000102	9903863000004	
M5CONS	32283548	29.08.2011 09:07						24.08.11 08:47	9900126000002	123456789	
M5CONS	32296010	29.08.2011 09:09						26.08.11 08:48	9900126000002	INP-BKV	
M5CONS	77193	29.08.2011 09:09						26.08.11 09:34	9900323000003	INP-LIEF	
M5CONS	77194	29.08.2011 09:09						26.08.11 09:35	9900323000003	INP-LIEF	
M5CONS	NEWASM14897543	05.09.2011 15:30						05.09.11 14:36	AMPRION-BIKO	INP-BKV	
M5CONS	NEWASM14897624	05.09.2011 15:30						05.09.11 14:37	AMPRION-BIKO	INP-BKV	
M5CONS	000005412602	06.09.2011 07:29						06.09.11 05:39	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005412602	06.09.2011 12:28						06.09.11 05:39	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005415421	07.09.2011 06:28						07.09.11 05:27	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005415421	07.09.2011 07:28						07.09.11 05:27	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005417912	08.09.2011 07:09						08.09.11 05:27	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005417912	08.09.2011 08:09						08.09.11 05:27	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005419949	09.09.2011 07:08						09.09.11 05:25	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005419949	09.09.2011 08:08						09.09.11 05:25	EON-VNB	INP-BKV	
M5CONS	000005422518	10.09.2011 06:38						10.09.11 05:24	EON-VNB	INP-BKV	

- Das i.pcc
- Operative Anforderungen der Direktvermarktung
- Eskalationsmanagement
- Prognose- und Datenmanagement
- Sicherstellen der Marktkommunikation
- **Geplante kurzfristige Erweiterungen**



# Kurzfristig geplante Erweiterungen

- Angebot zur Onlinemessung über geeichten Vierquadranten-Zähler (bereits umgesetzt)
- (in.power ist bereits deutschlandweiter Dienstleister für Messstellenbetrieb/Messdienstleistung )
- Umsetzung der Steuerung der Anlagen (bereits umgesetzt)
  - Weitere Zusatzerlöse über Regelenergiebereitstellung (EEG+y)

## Teil 1: Vertragsvorbereitung / -abschluss und Anmeldung

- Eckpunkte einer konkreten Zusammenarbeit
- Checkliste Direktvermarktung
- Möglicher Zeitplan zur Umsetzung

## Teil 2: Notwendige Prozesse zur Umsetzung der DV

- Einmalige Prozesse
- Tägliche Prozesse
- Monatliche Prozesse
- Operative Herausforderungen und Lösungen

## Teil 3: Konkretes Rechenbeispiel

# Konkretes Rechenbeispiel

- Windpark mit 10 MW-Leistung
- EEG-Vergütung: 91 €/MWh (9,1 ct/kWh)
- Jahreserzeugung: 20.000 MWh (20 Mio. kWh)
- Monatserzeugung April: 1.666 MWh (1,666 Mio kWh, 1/12 des JW)
- Berechnung Marktprämie im August 2014:  
(wird vom VNB ausgezahlt)
- Berechnung Referenzmarktwert im August 2014:  
(wird vom Händler ausbezahlt)
- Berechnung Zusatzverdienst (+x) im August 2014  
(wird vom Händler ausbezahlt)

# Berechnung der Marktprämie (Bestandsanl., Zusammenfassung)

$$\text{Marktprämie} = \text{EEG Vergütungshöhe} - \text{Referenzmarktwert}$$

$$\text{RW} = \text{MW} - P_M$$

## Monatsmittelwert je Erzeugungsart MW:

Ø-Spotpreis je Stunde eines Monats → €/MWh

h-preise x erzeugter Energie je h → Spot €/MWh x MWh = €/h

Summe über theoretische Erlöse des gesamten Monats

Summe / gesamte erzeugte Energie im Monat

## Managementprämie $P_M$ :

- Börsenzulassung
- Handelsanbindung
- Transaktionen für Istwerterfassung und Abrechnung
- IT-Infrastruktur
- Personal und Dienstleistung
- Prognosekosten

$P_M$ je Erzeugungsart	2014	2015	2016	2017
	[ct/kWh]			
Steuerbare EE <sup>1</sup>	0,25	0,225	0,225	0,225
Wind onshore	0,6	0,4	0,4	0,4
Wind offshore	0,6	0,4	0,4	0,4
Solar	0,6	0,4	0,4	0,4

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




# Marktwert / Referenzmarktwert

## MARKTWERT- / REFERENZMARKTWERTÜBERSICHT

In der unten aufgeführten Übersicht stellen die Übertragungsnetzbetreiber die monatlich berechneten Marktwerte (MW) und Referenzmarktwerte (RW) zusammen. Die Managementprämien (PM) richten sich hierbei an die im EEG zum jeweiligen Jahr festgelegten Grenzen. Die Referenzmarktwerte sind von Verteilnetzbetreibern zur anlagenscharfen Berechnung der Marktpremie heranzuziehen. Einzelheiten zur Berechnung entnehmen Sie bitte § 33g in Verbindung mit Anlage 4 zum EEG 2012.

Der Wert MW<sub>Solar(a)</sub> beträgt für das Jahr 2012 entsprechend der Berechnung nach § 33 Abs. 3 EEG 4,495 ct/kWh.

Der Wert MW<sub>Solar(a)</sub> beträgt für das Jahr 2013 entsprechend der Berechnung nach § 33 Abs. 3 EEG 3,936 ct/kWh.

<div>    </div>											
Jahr											
2014											
CSV Download											
Angezeigtes Jahr: 2014											
Letzte Aktualisierung: 02.09.2014 13:24 Uhr											
Monate 2014	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov
alle Werte in ct/kWh											
Monatsmittelwert											
Stundenkontrakte											
EPEX Spot (MW-EPEX)	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	-	-	-
MW Wind Onshore	3,066	2,925	2,324	2,703	2,713	2,907	3,115	2,264	-	-	-
PM Wind Onshore	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	-	-	-
RW Wind Onshore	2,616	2,475	1,874	2,253	2,263	2,457	2,665	1,814	-	-	-
PM Wind Onshore fer...	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	-	-	-
RW Wind Onshore fer...	2,466	2,325	1,724	2,103	2,113	2,307	2,515	1,664	-	-	-
MW Wind Offshore	3,606	3,200	2,638	2,819	2,912	2,914	3,132	2,520	-	-	-
PM Wind Offshore	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	-	-	-
RW Wind Offshore	3,156	2,750	2,188	2,369	2,462	2,464	2,682	2,070	-	-	-
PM Wind Offshore fer...	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	-	-	-
RW Wind Offshore fer...	3,006	2,600	2,038	2,219	2,312	2,314	2,532	1,920	-	-	-
MW Solar	3,872	3,311	2,902	3,096	3,039	3,258	3,311	2,749	-	-	-
PM Solar	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	-	-	-
RW Solar	3,422	2,861	2,452	2,646	2,589	2,808	2,861	2,299	-	-	-
PM Solar fernsteuerbar	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	-	-	-
RW Solar fernsteuerbar	3,272	2,711	2,302	2,496	2,439	2,658	2,711	2,149	-	-	-
MW steuerbar	3,587	3,359	3,105	3,158	3,063	3,152	3,188	2,793	-	-	-

Stand: 20.04.2012

Alle Angaben ohne Gewähr

Quelle: <http://www.eeg-kwk.net/de/Referenzmarktwerte.htm>

# Konkretes Rechenbeispiel

- Windpark mit 10 MW-Leistung
- EEG-Vergütung: 91 €/MWh (9,1 ct/kWh)
- Jahreserzeugung: 20.000 MWh (20 Mio. kWh)
- Monatserzeugung April: 1.666 MWh (1,666 Mio kWh, 1/12 des JW)

- **Berechnung Marktprämie im August 2014:**  
**(wird vom VNB ausgezahlt)**

$$\text{Marktprämie} = \text{EEG Vergütungshöhe} - \text{Referenzmarktwert}$$

- $$\begin{aligned}\text{Marktprämie} &= 9,1 \text{ ct/kWh} - (\text{MW}_{\text{Wind}} - \text{MP}_{\text{Wind}}) \\ &= 9,1 \text{ ct/kWh} - (2,269 \text{ ct/kWh} - 0,6 \text{ ct/kWh}) \\ &= 9,1 \text{ ct/kWh} - (1,669 \text{ ct/kWh}) \\ &= \mathbf{7,431 \text{ ct/kWh}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Gesamtauszahlung VNB} &= 7,431 \text{ ct/kWh} * 1,666 \text{ Mio kWh} \\ &= \mathbf{123.800 \text{ € (für Monat August)}}$$

# Konkretes Rechenbeispiel

- Windpark mit 10 MW-Leistung
- EEG-Vergütung: 91 €/MWh (9,1 ct/kWh)
- Jahreserzeugung: 20.000 MWh (20 Mio. kWh)
- Monatserzeugung April: 1.666 MWh (1,666 Mio kWh, 1/12 des JW)
- **Berechnung Referenzmarktwert im August 2014:  
(wird vom Händler ausbezahlt)**

$$\begin{aligned}\text{Referenzmarktwert} &= MW_{\text{Wind}} - MP_{\text{Wind}} \\ &= 2,296 \text{ ct/kWh} - 0,6 \text{ ct/kWh} \\ &= \mathbf{1,669 \text{ ct/kWh}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Auszahlung Händler (RW)} &= 1,669 \text{ ct/kWh} * 1,666 \text{ Mio kWh} \\ &= \mathbf{27.805 \text{ € (für Monat August)}}$$

# Konkretes Rechenbeispiel

- Windpark mit 10 MW-Leistung
- EEG-Vergütung: 91 €/MWh (9,1 ct/kWh)
- Jahreserzeugung: 20.000 MWh (20 Mio. kWh)
- Monatserzeugung April: 1.666 MWh (1,666 Mio kWh, 1/12 des JW)
- **Berechnung Zusatzverdienst (+x) im August 2014  
(wird vom Händler ausbezahlt)**

**Zusatzverdienst**      = 0,3 ct/kWh (ca. 0,2 bis ca. 0,4 ct/kWh)  
                              = 0,3 ct/kWh \* 1,666 Mio kWh  
                              = 4.998 € (für Monat August)



# Konkretes Rechenbeispiel

- Windpark mit 10 MW-Leistung
- EEG-Vergütung: 91 €/MWh (9,1 ct/kWh)
- Jahreserzeugung: 20.000 MWh (20 Mio. kWh)
- Monatserzeugung April: 1.666 MWh (1,666 Mio kWh, 1/12 des JW)
- Berechnung Marktprämie im August 2014: **7,431 ct/kWh**  
(wird vom VNB ausgezahlt)
- Berechnung Referenzmarktwert im August 2014 : **1,669 ct/kWh**  
(wird vom Händler ausbezahlt)
- Berechnung Zusatzverdienst (+x) im August 2014 **0,3 ct/kWh**  
(wird vom Händler ausbezahlt) **9,4 ct/kWh**
- **Gesamtvergütung = 9,4 ct/kWh \* 1,666 Mio kWh**  
**= 156.604 € (für Monat August)**

**Herzlichen 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](mailto:josef.werum@inpower.de)  
[www.inpower.de](http://www.inpower.de)**