

VBEW-Seminar am 2. Februar 2015, München
„Direktvermarktung nach EEG 2014“

Umsetzung in der Praxis – Rolle Stromhändler/Anlagenbetreiber

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

Inhalt

- Über in.power
- Direktvermarktung - vom Pilotprojekt zum Marktmodell
- Zusammenfassung der Änderungen der EEG-Novelle 2014
- Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen, FSB
- Anforderungen an das Anlagenportfolio
- Praxis Marktprämie: Inbetriebn. vor bzw. nach dem 01.08.2014
- Direktvermarktungsverträge
- Abwicklung Rechnungsreglung
- Operative Herausforderungen
- Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers

Über in.power



- Gegründet im Juli 2006
- Unabhängiger Player am deutschen Strommarkt
- **in.power** steht für **independent** power
- Vollständig in Privatbesitz der beiden Geschäftsführer
- 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**“

3

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)

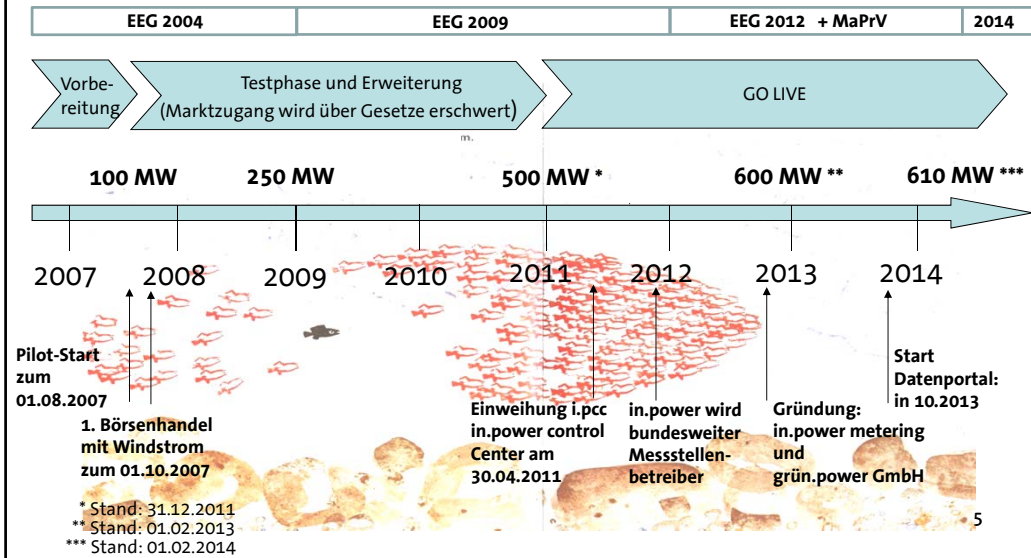
Bereich 3: in.power consult

- Beratungsdienstleistungen in den Bereichen Regenerative Energien, Energiewirtschaft und IT

4

in.power energy network Entstehungsgeschichte - Zeitstrahl

in.power



Über in.power Dienstleistungsangebote

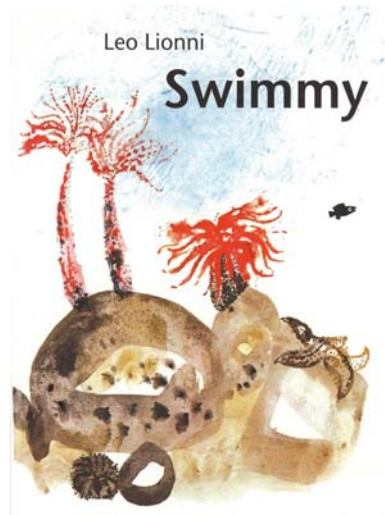
in.power

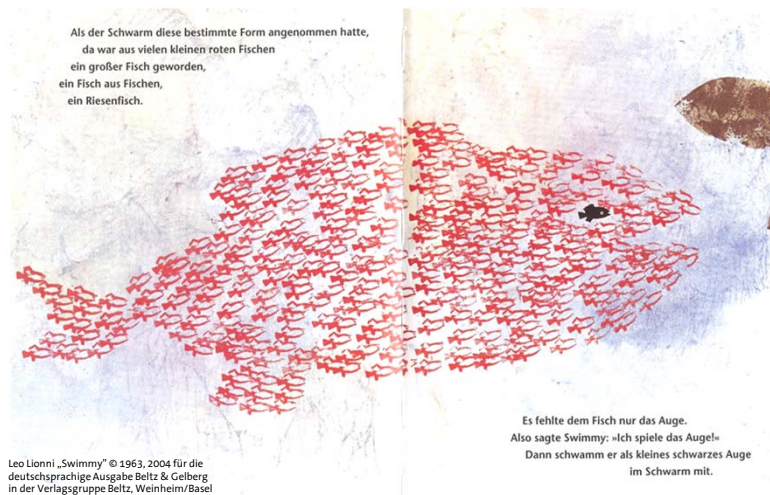
in.power bietet dem Anlagenbetreiber:

- Direktvermarktung nach EEG 2012: Marktprämien-Modell, Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarkt.
- 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





EEG Novelle 2014, Schwerpunkt DV in.power

- Verpflichtende Direktvermarktung
 - ab 500 kW
 - ab 100 kW (ab 01.01.2016)
- ➡ Gefahr der Konzentration auf wenige Anbieter (Oligopol)
- **Fernsteuerbarkeitspflicht für Neuanlagen**
- **Fernsteuerbarkeitspflicht für Bestandsanlagen (ab 01.04.2015)**
- Absenkung der Managementprämie auf 0,4 ct/kWh und Integration in den Vergütungssatz
- Ausfallvermarktung: 80 % des Vergütungssatzes
- „Anteilige Direktvermarktung“ bleibt (nun doch) erhalten

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (1)



- Neue Marktrolle des **Direktvermarktungsunternehmers** ("DVU"):
in **§ 5 Nr. 10 EEG 2014** wird diese definiert:
*"Direktvermarktungsunternehmer ist, wer von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist **oder** Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein."*
- **§6 EEG 2014** führt wird **Anlageregister** ein und definiert es.
- **§9 EEG 2014** regelt **technische Vorgaben**:
Abs. 1: Pflicht zur Ausstattung von Anlagen (> 100 kW) mit technischen Einrichtungen, über die jederzeit Einspeiseleistung ferngesteuert reduziert werden kann und Ist-Einspeisung abgelesen werden kann.
- **§ 14 EEG 2014** gibt Netzbetreibern unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit des **Einspeisemanagements**, sofern dies aus Gründen der Netzstabilität geboten ist.

11

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (2)



Neue Systematik der finanziellen Förderung

- **§ 19 EEG 2014:** die **zentrale Anspruchsgrundlage** für
 - Marktprämie (Abs. 1 Nr. 1) und
 - Einspeisevergütung (Abs. 1 Nr. 2)Marktprämie ("Geförderte Direktvermarktung") künftig als Regelfall.
Einspeisevergütung wird nur noch ausnahmsweise (und zwar abweichend vom Grundsatz in § 2 Abs. 2 EEG 2014) gezahlt:
 - für kleine Anlagen, § 37 EEG 2014
 - in Ausnahmefällen, § 38 EEG 2014
 - Bestandsanlagen, insb. § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014
- **§ 20 EEG 2014:** Anteilige Direktvermarktung nach Streichung nun wieder aufgenommen. Die Nutzung der Grünstromeigenschaft ist aktuell nur noch über die sonstige Direktvermarktung möglich.

12

Die wichtigsten EEG-Änderungen bei der Direktvermarktung (3)



- **§ 24 EEG 2014: Regelung bei negativen Strompreisen an der Börse**
Achtung: Neuregelung seit Ausschussvorlage vom 24. Juni 2014
Anzulegender Wert verringert sich für alle Anlagenbetreiber **auf null** wenn
Phelix Stundenkontrakte an der EPEX Spot min. **sechs Stunden negativ ist.**
- **§ 36 EEG 2014: Fernsteuerbarkeit**
Anforderungen entsprechen weitgehend § 3 Abs. 1 der MaPrV
Es bedarf **technischer Einrichtungen**, um (einem Dritten) jederzeit
 - die jeweilige Abrufung der Ist-Einspeisung und
 - die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung zu ermöglichenFrage ob SCADA Daten für die Ermittlung der Ist-Einspeisung ausreichend?
- **§ 37 EEG 2014: Einspeisevergütung für Kleinanlagen** nur noch größen-
abhängig: vor 1.1.2016 < 500 kW; ab 1.1.2016 < 100 kW.
- **§ 38 EEG 2014: Einspeisevergütung in Ausnahmefällen** (z.B. bei Insolvenz
des Direktvermarkters bis Wechsel zum neuen DUV **80 % der Vergütung**)
- **§ 100 EEG 2014: Regelung der Übergangsvorschriften**

13

Technische Anforderungen an die einzelnen Anlagen



- §9 EEG 2014 muss erfüllt sein
(Einspeiseleistung muss bei Netzüberlastung
ferngesteuert reduziert 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)

14

Anforderungen an das Anlagenportfolio

in.power

- 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: $\geq 0,5$ MW

Steuerbare Anlagen:

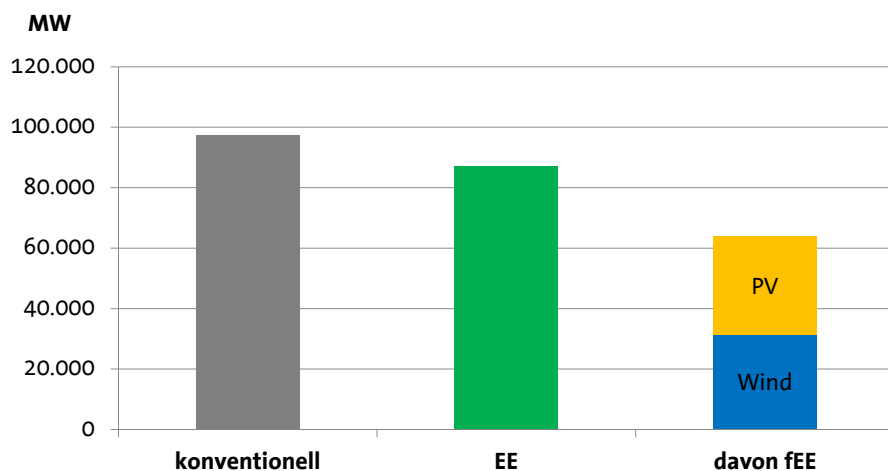
Biogasanlagen: $\geq 0,5$ MW

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

15

Kraftwerkspark in Deutschland

in.power

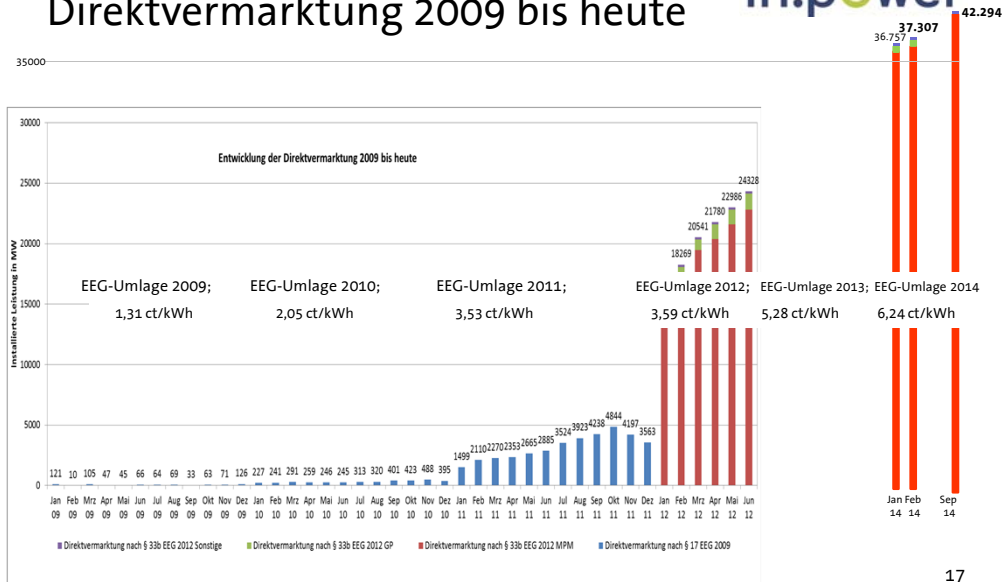


Bruttostromerzeugungskapazität in 2013 (Quelle: BMU)

16

Praxis GSP, MPM und sonst. DV: Direktvermarktung 2009 bis heute

in.power



17

Geförderte DV (Marktprämie)

in.power

Informationen zur Direktvermarktung nach §20 Abs. 1 EEG 2014

Folgende Daten zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen, deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 direkt vermarktet wird, liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor (alle Angaben in MW):



Geförderte Direktvermarktung nach §20 Abs. 1 Num 1 EEG 2014 (mit Inanspruchnahme der Marktprämie)

	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2015	668,30	268,96	4608,43	11,12	32475,77	1264,60	6005,58	45303
Februar 2015	668,80	268,63	4655,13	14,62	33338,58	1498,00	6117,01	46561
März 2015								
April 2015								
Mai 2015								
Juni 2015								
Juli 2015								
August 2015								
September 2015								
Oktober 2015								
November 2015								
Dezember 2015								

18

Ungeförderte DV (sonst. DV)

in.power

Informationen zur Direktvermarktung nach §20 Abs. 1 EEG 2014

Folgende Daten zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen, deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 direkt vermarktet wird, liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor (alle Angaben in MW):



Direktvermarktung nach §20 Abs. 1 Num 2 EEG 2014 (sonstige Direktvermarktung)

	Wasserkraft	Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas)	Biomasse	Geothermie	Windenergie onshore	Windenergie offshore	Solarenergie	Summe
Januar 2015	67,01	12,91	1,00	0,00	113,05	0,00	14,65	209
Februar 2015	67,03	12,87	3,30	0,00	109,86	0,00	14,72	208
März 2015								
April 2015								
Mai 2015								
Juni 2015								
Juli 2015								
August 2015								
September 2015								
Oktober 2015								
November 2015								
Dezember 2015								

Stand: 21.01.2015
Alle Angaben ohne Gewähr

19

Exkurs Energiehandel Börsenhandelsplätze in Europa

in.power

eeX

EPEXSPOT
EUROPEAN POWER EXCHANGE

BELPEX
Part of APX-INDEX

EEXAA
Energy Exchange Austria

apxendex

cmel
mercados a.v.

powernext
Financing the next markets

GME

GESTORE MERCATI ENERGETICI

nordpool
spot

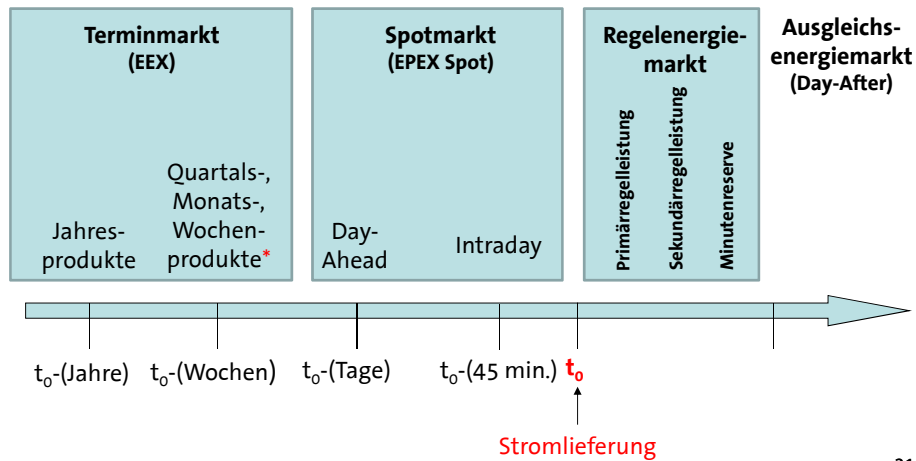
POLISH
POWER EXCHANGE

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

20

Stromhandelsplätze in Deutschland und deren zeitlicher Rahmen

in.power



* seit 19.09.2012 auch Tages- und Wochenend-Futureprodukte

21

Exkurs Energiehandel

in.power

Der Energiehandel von heute.



22

Exkurs Energiehandel

in.power

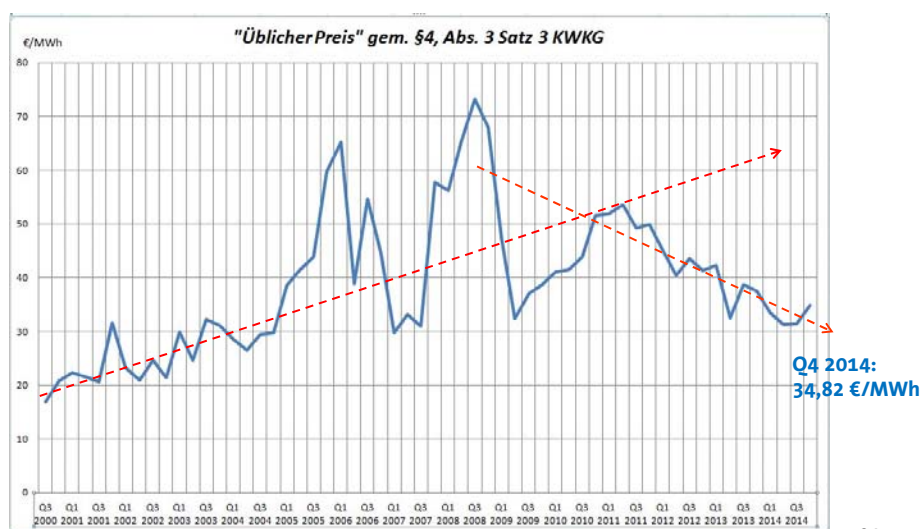
Der Energiehandel von morgen?



23

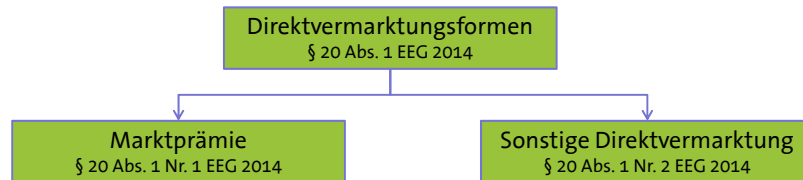
Börsenpreise schwanken deutlich

in.power



24

Direktvermarktungsformen



Weitere Möglichkeiten:

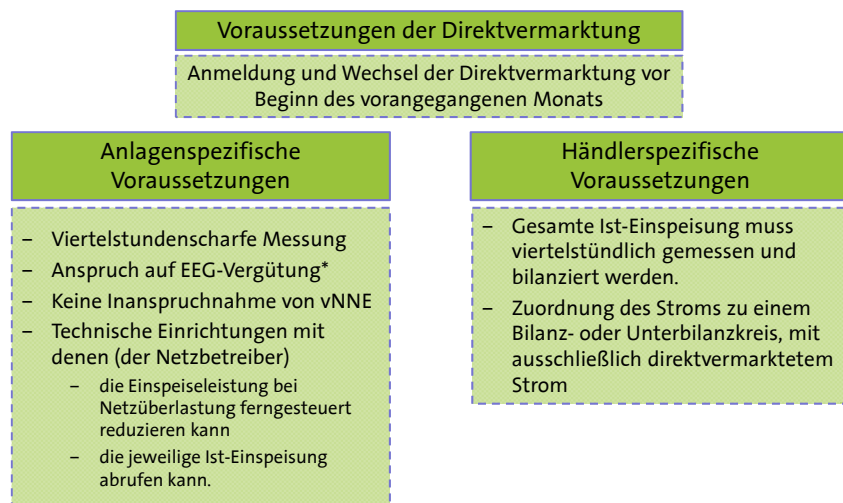
§ 37 (gültig bei kleineren Anlagen)

§ 38 (gültig in Ausnahmefällen, z.B. Ausfall des DVU, Reduktion auf 80 %)

- Monatlicher Wechsel zwischen den Vermarktungsmöglichkeiten
- Anteilige Direktvermarktung möglich (Marktprämie und sonstige Direktvermarktung)

25

Voraussetzungen der Direktvermarktung



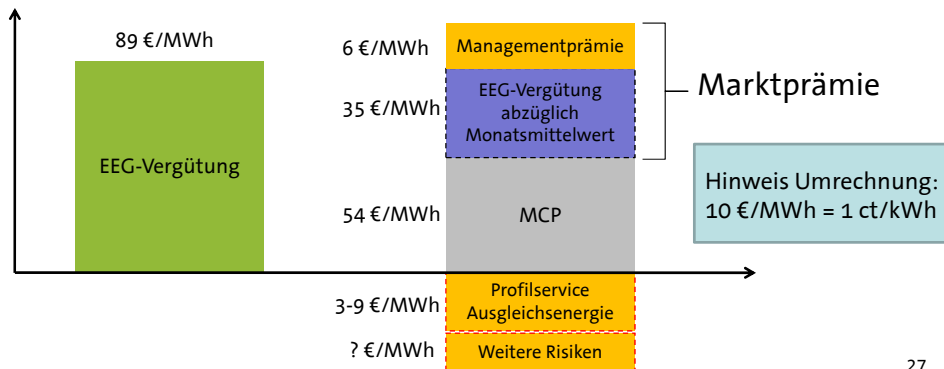
* Außer für Biogasanlagen mit Inbetriebnahme nach 31.12.2013 und > 750 kW

26

Funktionsweise der Marktprämie (bisher, gültig für Bestandsanlagen)

in.power

- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt.
- Der Anlagenbetreiber trägt dabei alle hierbei entstehenden Risiken der Vermarktung.

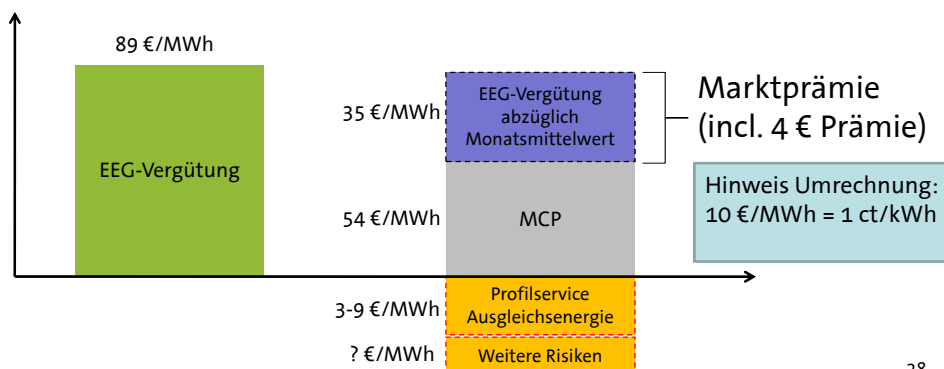


27

Funktionsweise der Marktprämie (gültig für Neuanlagen nach EEG 2014)

in.power

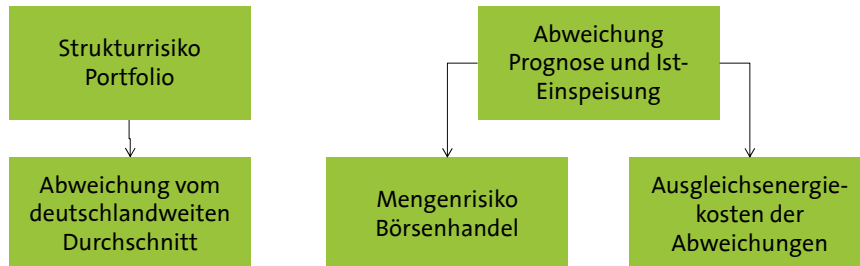
- Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Vermarktungserlösen gewährt. (Prämie jedoch bereits includiert)
- Der Anlagenbetreiber trägt dabei alle hierbei entstehenden Risiken der Vermarktung.



28

Entstehende Risiken Marktprämie

in.power

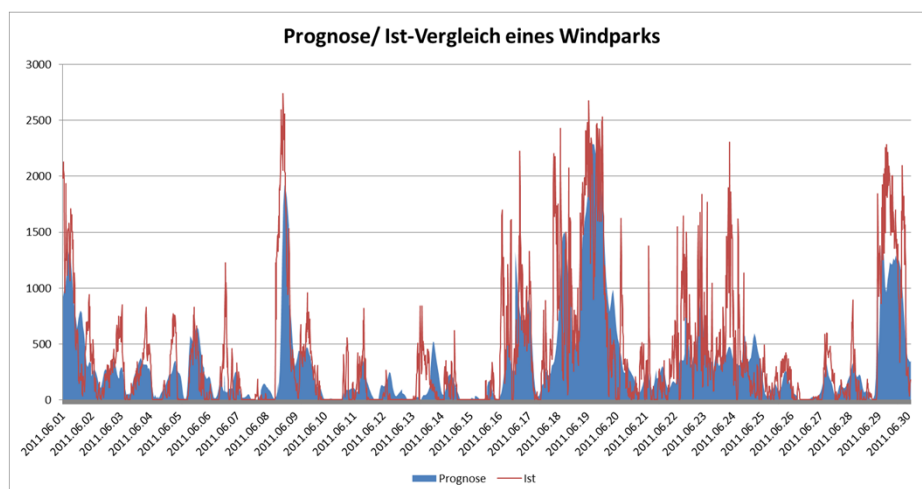


- Strukturrisiko des vermarkteten Portfolios/Anlage
 - Marktprämie wird nach deutschlandweitem Durchschnitt je Erzeugungsart bestimmt
- Abweichung zwischen Prognose und Ist-Einspeisung
 - Prognose bestimmt zu handelnde Mengen an der Börse; IST-Einspeisung muss EEG Anlagenbetreiber vergütet werden
 -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

29

Prognoseabweichungen

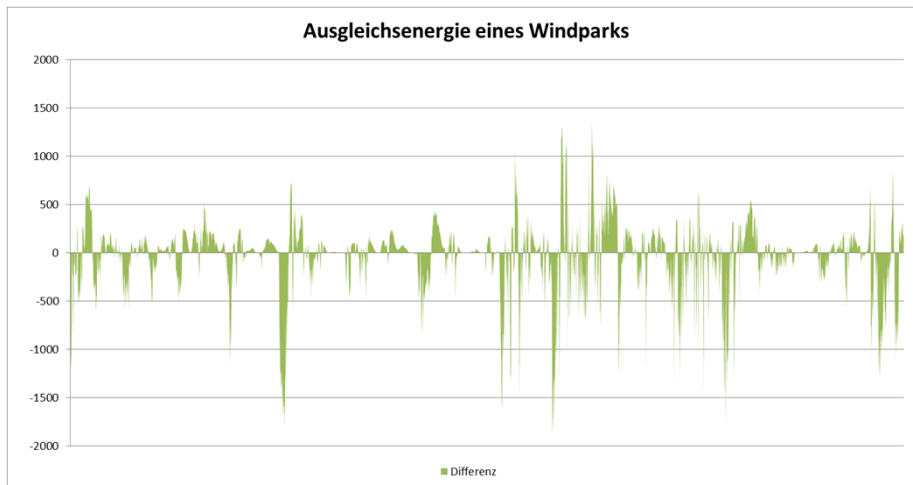
in.power



30

Risiko der Ausgleichsenergie

in.power



31

Praxis:

Umsetzung der Direktvermarktung

in.power

- 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

32

Rechte und Pflichten

in.power

- Die zu vergütende Strommenge muss dem Netzbetreiber bis **zum 10. des jeweiligen Folgemonats** übermittelt werden.
- Die Höhe der Marktprämie wird **kalendermonatlich berechnet**. Sie erfolgt rückwirkend anhand der vom Netzbetreiber festgestellten Werte.
- Der Anlagenbetreiber erhält vom Netzbetreiber auf die zu erwartende Zahlungen **monatliche Abschläge** in angemessenen Umfang.

33

Praxis „sonst. Direktvermarktung“

in.power

grün.power

Dreifach donnernde 11 kWh geschenkt ...
Mainz hat wieder einen eigenen Stromversorger - Helaul

Sparen Sie 3 x 11 kWh bei Anmeldung bis zum 4.3.2014

- 100 % Strom aus erneuerbaren und umweltfreundlichen Energien (95% aus deutschen Windkraftanlagen, 5% aus deutschen Wasserkraftwerken)
- 26,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat** (gültig bis 31.3.2014)
- 27,11 Cent/kWh + 9,11 €/Monat** (gültig ab 1.4.2014)
- Keine Mindestvertragslaufzeit
- Keine Vorkasse

gültig ab dem 12.04.14

Wichtig: Der Greenpeace erhält zum 1.1.2014 einige Umlagen. Vorteil grün.power: keine Preiserhöhung im 1. Quartal 2014, danach werden diese auch nicht in voller Höhe weitergegeben.

grün.power ist ein Tochterunternehmen der grün.power GmbH, Berliner Platz 1, 10117 Berlin. grünpower.de

- Es gibt erste regionale Grünstromprodukte
- EEG-Strom der über die sonst. DV vermarktet wird kann direkt Endkunden zugeordnet und verkauft werden
- Es entsteht eine Verbindung zwischen EEG-Anlage und Endkunde
- Strombezug wird somit „sichtbar“ gemacht
- Im EEG 2012 ist eine prozentuale Aufteilung zwischen MPM, GSP und sonst. DV möglich
- **Vorteil:**
EEG-Strom der über die sonst. DV vermarktet wird entlastet die EEG-Umlage!
- **Achtung:** Im Entwurf der neuen EEG-Novelle ist momentan eine Formulierung enthalten, die die sonst. DV und somit eine Entlastung der EEG-Umlage behindern würde!

34

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)

35

Abwicklung Rechnungsregelung



- 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“

36

Operative Herausforderungen



- 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

37

in.power control center (i.pcc)



1. Grünstromprivileg

2. Marktprämienmodell

3. Regellenergiebereitstellung

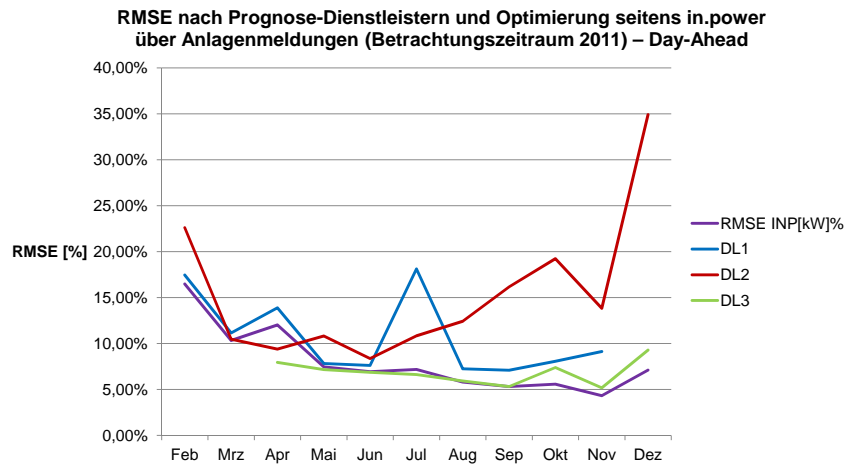
4. BHKW / KWK-Optimierung



38

Operative Herausforderungen: Windenergieprognosen

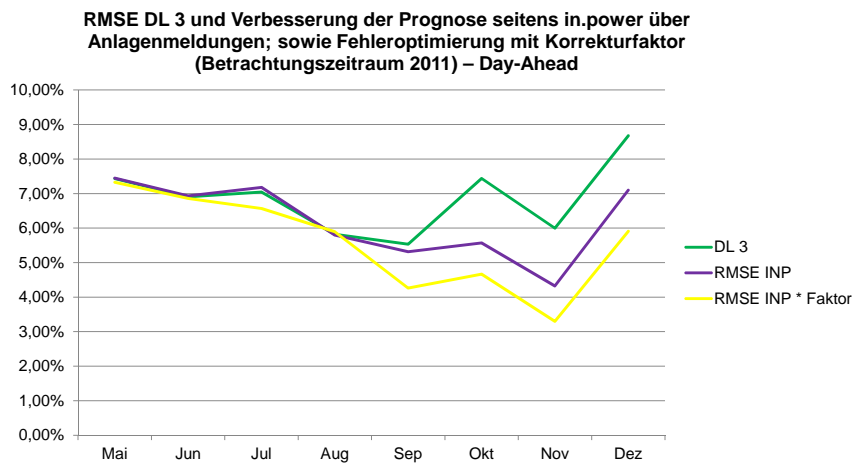
in.power



39

Operative Herausforderungen: Genauigkeit und Zuverlässigkeit

in.power



40

Operative Herausforderungen: Ist-Daten/Kommunikation mit VNB



- IST-Daten
 - Kommunikation mit VNBs
 - Datenkonsistenz und Vollständigkeit
- Bisher nahm die Abstimmung mit dem Netzbetreiber einen großen zeitlichen Aufwand ein.
- Durch die Übernahme des Messstellenbetriebes durch die Tochtergesellschaft in.power metering konnten die zeitkritischen Prozesse deutlich verbessert werden.

41

Operative Herausforderungen: Anlagenstörungen



- Über das in.power control center und das neue in.power-Kundenportal 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.

42

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

43

Auswahl des Händlers aus Sicht des Anlagenbetreibers



- Händler/Dienstleister sollte bereits über entsprechende Erfahrung verfügen
- Direktvermarktungsvertrag sollte ausgewogen sein
- Gute Bonität bzw. entsprechende Bankbürgschaften sollten vorhanden sein
- Händler/Dienstleister sollten mittelfristig in der Lage sein, dem Anlagenbetreiber weitere Wertschöpfung (EEG+x+y+z) (Fernsteuerbarkeitsbonus, Regionale Vermarktungskonzepte, Regelenergie) anzubieten
- Hohe „vermeintliche“ Mehrerlöse (EEG+x) sollten nicht das alleinige Indiz für den Anlagenbetreiber sein

44

Angebot für **alle** Anlagenbetreiber **in.power**

**Direktvermarktung im
in.power energy network**

**Schalten Sie mit uns den
Fernsteuerbarkeitsbonus ein
- auch bei laufenden Direkt-
vermarktungsverträgen!**

Sprechen Sie uns einfach an!

www.inpower.de
kontakt@inpower.de

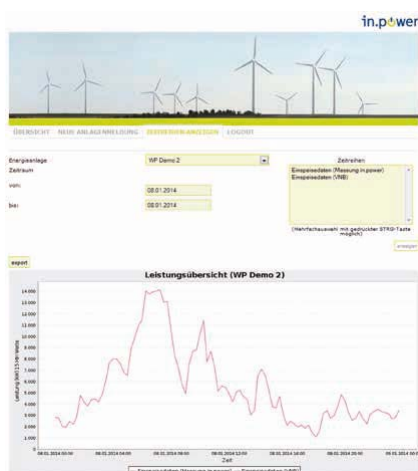
Wir bieten Ihnen Mehrerlöse zum EEG:

- Marktprämie
- Grünstromprivileg
- Messstellenbetrieb
- Fernsteuerbarkeitsbonus
- Regelenergie

in.power GmbH | An der Fahrt 5 | 55124 Mainz | telefon +49 6131 696 57-0 | telefax +49 6131 696 57-29

45

Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter **in.power**



Quelle: www.inpower.de/messstellenbetrieb

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

46

Mögliche Stufen der Markt- und Systemintegration



- (1. Stufe)
Umsetzung der Direktvermarktung:
Marktprämie, Grünstromprivileg, sonstige Direktvermarktung
- (2. Stufe)
Bei steuerbaren Anlagen:
Verlagerung in den peak-Bereich
Verminderung der Erzeugung im off-peak-Bereich
Bei steuerbaren und FEE-Anlagen:
Umsetzung der Fernsteuerbarkeit und Regelbarkeit
- (3. Stufe)
Aufnahme der steuerbaren und FEE-Anlagen in den
Regelenergiemarkt

47



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

48