

## Stellungnahme und Änderungsvorschläge

**zum Entwurf der „Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie“  
(Managementprämienverordnung – MaPrV)**

### **Verband der unabhängigen Direktvermarkter i.Gr. (VduD)**

An der Fahrt 5, 55124 Mainz

Mainz, 31. Juli 2012

Ansprechpartner:

Herr Dipl.-Ing. Josef Werum,

E-Mail: [josef.werum@inpower.de](mailto:josef.werum@inpower.de)



## Gliederung:

1. Einleitung
2. Kritische Betrachtung des Kurzgutachtens
3. Lösungsvorschläge und Empfehlungen

### 1. Einleitung

Mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) hat die Bundesregierung die Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien mithilfe der sogenannten „Marktprämie“ erweitert. Die neue Form der Direktvermarktung soll die Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien weiter vorantreiben und diese erstmals diskriminierungsfrei umsetzen.

Bereits heute übertrifft die zum 1. Januar 2012 eingeführte Marktprämie im Bereich Wind-Onshore die Erwartungen der Bundesregierung. Wurde bei der Planung für 2012 hier ein Anteil von 40 % (ca. 12.000 MW) bis zum 31. Dezember 2012 angenommen, so liegt der Wert aktuell für Juli schon bei über 69 % (ca. 20.500 MW) und wird voraussichtlich bis Jahresende auf ca. 75 % (ca. 23.000 MW) weiter ansteigen. Damit liegt der Wert nur knapp unter dem geplanten Mengenziel von 80 % für Ende 2014. Das novellierte EEG 2012 ist in diesem Bereich der Markt- und Systemintegration also bereits heute seinen ambitionierten Zielen um zwei Jahre voraus.

Die spezifischen Mehrkosten, die durch die Marktprämie entstehen, liegen für 2012 im Planbereich. Durch den erfolgreichen Anstieg der Direktvermarktung steigen die für die Marktprämie kalkulierten absoluten Kosten im ersten Moment zwar im gleichen Verhältnis von ursprünglich ca. 190 Mio. EUR auf etwa 280 Mio. EUR für 2012 an, werden aber aufgrund der jährlichen Degression der Marktprämie tendenziell weiter sinken. Damit dürfte die Marktprämie auch all diejenigen überzeugt haben, die sich inhaltlich mit dem Thema in der notwendigen Tiefe beschäftigen konnten. So senkt diese nicht nur langfristig die Mehrkosten für die privaten Haushalte, sondern liegt bereits unter dem Vorjahreswert der Kosten für Direktvermarktung nach dem Grünstromprivileg. Die absoluten Kosten bei der Direktvermarktung und der notwendigen Markt- und Systemintegration sind von 2011 auf dieses Jahr sogar gefallen, obwohl in diesem Jahr bereits wesentlich mehr Ökostrommengen über die Marktprämie integriert werden konnten.

Die Integration von Erneuerbaren Energien hat im Zuge der Marktprämie auch zu einer Optimierung der Systeme und zu einer besseren Kommunikation zwischen Händlern, Dienstleistern, Netzbetreibern und Anlagenbetreibern geführt: Neben der Erfassung des Anlagenstatus führt diese Optimierung zu einer Berücksichtigung von geplanten Anlagenausfällen z.B. bei Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sowie von ungeplanten Anlagenausfällen, die z.B. bei einer Anlagenstörung auftreten können. Mit Hilfe dieser Infrastruktur konnten viele Marktteilnehmer die Prognosen für die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Solarenergie-Anlagen im Zuge des Börsenhandels systemtechnisch ausbauen. Die Qualität der Prognosen wird stetig optimiert, wodurch die damit verbundenen Kosten für die Inanspruchnahme von Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie langfristig gesenkt werden können.

Gleichzeitig unterstützt die Marktprämie auch den Wettbewerb in Deutschland. Seit 1. Januar 2010 durften sich die vier großen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Vermarktung der eingespeisten EEG-Mengen nach sogenannter Ausgleichsmechanismusverordnung (AusgleichMechV) untereinander aufteilen. Das Strom-Oligopol, welches bereits 80 % der Erzeugungskapazität in Deutschland kontrolliert, bekam den exklusiven Zugriff auf die gesamten EEG-Mengen und somit auf die restlichen 20 % der Stromerzeugung. Mit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2012 und der Marktprämie konnte das Strom-Oligopol in diesem Bereich aufgebrochen werden.

Aktuell beschäftigen sich etwa 30 hoch innovative und größtenteils junge und konzernunabhängige Direktvermarkter mit diesem Thema. Die Direktvermarktung und hier insbesondere die Marktprämie tragen neben der Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien auch zur Schaffung von wettbewerblichen Strukturen bei und unterstützen darüber hinaus aktiv die Umsetzung der Energiewende in Deutschland.

Im Zuge der Diskussionen über eventuelle Kürzungen bei der Managementprämie soll im Folgenden der Entwurf zur Managementprämienverordnung (MaPrV) und das zugrunde liegende Kurzgutachten kritisch betrachtet werden.

## 2. Kritische Betrachtung des Kurzgutachtens

Der vom BMU vorgelegte Entwurf zur Marktprämienverordnung (MaPrV), der die geplanten Anpassungen bei der Höhe der Managementprämie regeln soll, bezieht sich im Wesentlichen auf das von Fraunhofer ISI, Fraunhofer IWES, Becker Büttner Held (BBH) und dem Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) vorgelegte Kurzgutachten.

Die im vorliegenden Entwurf des BMU zur Marktprämienverordnung angedachten Kürzungen der Managementprämie werden zu einer signifikanten Abnahme der direktvermarkteten EEG-Anlagen und unkalkulierbaren Risiken für die einzelnen Direktvermarkter führen. Die Direktvermarkter müssten – sofern überhaupt möglich – gezwungenermaßen die Verträge mit den Anlagenbetreibern rückabwickeln. Dies würde einen massiven Rückschritt in den Bemühungen um die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien verursachen.

Nach der Kappung des Grünstromprivilegs wäre mit der Kappung der Marktprämie ein weiteres wichtiges Instrument zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien abgeschafft. Letztlich wäre hierdurch der Stand von 2008 und damit die Situation vor der Einführung der Direktvermarktung wiederhergestellt – ein Rückschritt auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Strommarkt.

Darüber hinaus würden die vorgeschlagenen Einschnitte grundsätzlich zu einer Marktberreinigung und damit Verdrängung kleiner sowie unabhängiger Direktvermarkter führen und in einer Konzentration auf wenige Direktvermarkter (Oligopol) mit sehr großen Portfolien resultieren. Es würde also eine Situation eintreten, die gerade **nicht** dem Ziel der Ausbildung wettbewerblicher Strukturen im Bereich der Vermarktung von EEG-Strom entspricht.

Damit einhergehend würden die immensen Anstrengungen und hohen Investitionen, die die Direktvermarkter in der Annahme eines über mindestens vier Jahre sicheren Rechtsrahmens getätigt haben, seitens des Gesetzgebers zunichte gemacht. Nicht zuletzt betroffen wären auch die Verteilnetze-

betreiber, auf die wiederum eine Flut von Rückmeldungen in die EEG-Vergütung in kürzestem Zeitraum zukommen würde.

Es ist verwunderlich, dass die Aussagen des Kurzgutachtens als Grundlage für den Verordnungsentwurf des BMU genutzt werden, denn das Gutachten lässt keine geeignete wissenschaftliche Methode erkennen. Die beteiligten Institute zweifeln sogar selbst die Grundannahmen an, können diese nicht verifizieren und geben anhand dieser **Kostenprognosen** dennoch Empfehlungen zur Kürzung der Managementprämie ab.

Eine zentrale Aussage des Gutachtens ist die Grundannahme, dass die Ausgleichsenergiekosten bzw. sogenannten Profilkosten für die zum 1. Januar 2012 eingeführte Marktprämie nach dem ursprünglich zugrunde liegenden Gutachten<sup>1</sup> dort zu hoch bemessen wurden. Diese werden nun mit 2,50 €/MWh beziffert, im ursprünglichen Gutachten jedoch mit 5,80 €/MWh prognostiziert.

Es ist aus dem Kurzgutachten nicht ersichtlich – dies wird auch von den Autoren selbst anerkannt –, aus welchen Berechnungen die Profilkostenprognose für die direktvermarktete Menge für das Jahr 2012 in Höhe von 160 Mio. € (spezifisch 2,50 €/MWh) resultiert. Zitiert wird eine Berechnung der ÜNB, die für 2011 mit einer spezifischen Kostenkomponente von eben jenen 2,50 €/MWh rechnen. Es stellt sich die fundamentale Frage, wie, ausschließlich basierend auf der Erfahrung aus dem Jahr 2011 (für die selbst die Berechnungsmethode unklar ist), davon ausgegangen werden kann, dass auch im Jahr 2012 und danach die EEG-Profilservicekosten im Bereich von 2011 (2,50 €/MWh) liegen sollen.

Als Grundlage für die beabsichtigte Marktprämienreduktion wurde die Referenzierung der Ausgleichsenergiekosten auf die Kostenprognose der ÜNB für ihre restliche EEG-Menge im EEG-Portfolio angegeben. Gleichzeitig spricht das Gutachten in diesem Zusammenhang deutliche Unschärfen bei der Kostentransparenz der ÜNB an. So wurden in diesem Zusammenhang bei der Bewirtschaftung des EEG-Portfolios über den Intra-Day-Markt die gleichen Kostensätze wie beim Day-Ahead-Markt angenommen. Dies ist aber faktisch nicht gegeben. Im Intra-Day-Markt entstehen bei bundesweiten Fehlprognosen fluktuierender Energieformen (Wind oder PV) im großen Stil prognosebedingte Mehr- oder Mindermengen, die zu deutlichen Preisunterschieden oder starken Liquiditätseinbrüchen am Intra-Day-Markt führen.

**Die hohe Prognoseunsicherheit bei der Einschätzung der EEG-Profilservicekosten durch die ÜNB in den letzten Jahren lässt darauf schließen, dass sich die angewandte Systematik, die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten des vergangenen Jahres als Kostenprognose auf das Folgejahr zu übertragen, als offensichtlich ungeeignete Methode erwiesen hat.**

Da die ÜNB im Zuge der Einführung der Marktprämie zum 01.01.2012 deutlich geringere fluktuierende EEG-Mengen bewirtschaften müssen (ca. 70 % der gesamten Onshore-Windkraft und 100 % der Offshore-Windkraft sind in der Direktvermarktung!), fallen demzufolge die spezifischen Profilservicekosten bei den ÜNB gleichermaßen geringer aus. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass auch die Direktvermarkter bzw. Händler ihr Portfolio mit diesen spezifischen Ausgleichsenergiekosten bewirtschaften können. Hinzu kommt, dass die ÜNB im Zuge ihres gesetzlichen Auftrages das unternehmerische Risiko und die ihnen entstehenden Profilservicekosten vollständig auf die Letztverbraucher umlegen können. Diese Möglichkeit haben die Direktvermarkter nicht, denn sie tragen

---

<sup>1</sup> Vgl. Ragwitz/Sensfuß (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung.

das volle unternehmerische Risiko. Selbst bei einer optimierten Bewirtschaftung ihrer Portfolien wäre die Wirtschaftlichkeit nicht gewährleistet.

Das Kurzgutachten beschreibt sogar, dass die Kostenprognose mit „erheblichen Unsicherheiten behaftet ist“ (Seite 6 des Kurzgutachtens), dass aber auch „die Direktvermarkter eine grundsätzlich andere Risikoposition bei der Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise zu berücksichtigen haben, als die ÜNB“. Daraus wird jedoch keine Konsequenz gezogen, indem den Direktvermarktern auskömmliche Ausgleichsenergiekosten zugebilligt werden.

Allein ein einfacher Vergleich der durchschnittlichen Ausgleichspreise der Monate Januar bis Mai 2011 und 2012 zeigt eine Steigerung des Durchschnittspreises um ca. 30 %. Da aber die Kosten für Ausgleichsenergie für das Jahr 2012 auf Basis der Daten aus dem Jahr 2011 prognostiziert wurden, kann die 30 %-ige Steigerung gar nicht berücksichtigt worden sein, was zwangsläufig dazu führt, dass Direktvermarkter ihre Ausgleichsenergiekosten nicht mehr tragen können. Zugleich zeigt sich, dass das Modell, die prognostizierten Ausgleichsenergiekosten auf Basis des Vorjahres, keine verlässliche Methode der Bemessung der Ausgleichsenergiekosten darstellt. Es gibt demnach aufgrund der starken Volatilität der Ausgleichsenergiepreise keine Basis für Kürzungen der Managementprämie.

Gleichzeitig strebt die Bundesnetzagentur in Zusammenarbeit mit den ÜNB ein neues Ausgleichspreisregime noch für dieses Jahr an, das grundsätzlich noch höhere Ausgleichsenergiepreise zur Folge haben soll (tendenziell über Day-Ahead und Intra-Day Marktpreisen); dies soll allen Beteiligten im Strommarkt noch größere Anreize bieten, Bilanzkreisabweichungen zu vermeiden.

Sowohl die Autoren des Kurzgutachtens als auch die ÜNB müssten daher eigentlich damit rechnen, dass die Ausgleichsenergie tendenziell teurer wird. Dennoch kalkulieren beide mit sinkenden Kosten für Ausgleichsenergie.

**Das Kurzgutachten berücksichtigt bei der EEG-Kostenprognose für 2012 mit den vorgeschlagenen 2,50 €/MWh offensichtlich nicht die aktuelle Situation im Ausgleichsenergiemarkt 2012. Gleiches gilt für die im Intra-Day Handel entstehenden Kosten, die nicht in die Berechnungen einfließen.**

Eine Absenkung der Managementprämie von 12,00 €/MWh in 2012 auf 6,00 €/MWh in 2013 (bzw. 7,00 €/MWh mit Abschaltmöglichkeit) wäre bei den aktuellen Ausgleichsenergiepreisen für die Direktvermarkter wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Die zuletzt beobachteten Ausgleichsenergiepreise (insbesondere im April und Mai 2012 mit 5,00 €/MWh bis 7,00 €/MWh) liegen weit über den vorgeschlagenen 2,50 €/MWh und können daher bei weitem nicht gedeckt werden.

Im gesamten Jahr 2012 könnten die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise also durchaus wieder im Bereich der tatsächlichen Kosten aus den Jahren 2009 (6,70 €/MWh) bzw. 2010 (5,80 €/MWh) liegen. Die Kostenprognose der ÜNB, das EEG-Portfolio in 2012 mit 2,50 €/MWh zu bewirtschaften (nach 5,80 €/MWh in 2011 und 6,70 €/MWh in 2010), scheint mit den aktuellen uns bisher vorliegenden Marktwerten für Ausgleichsenergie nicht übereinzustimmen (Januar bis Mai 2012).

Die Ableitung, dass aus der Differenz zwischen 2011 und 2012 in Höhe von 3,30 €/MWh nun die Managementprämie entsprechend gekürzt werden soll, ist nicht nachvollziehbar, da gerade die möglichen monatlichen Ausgleichsenergiekosten der Direktvermarkter durchaus im Bereich von 0 bis 10

€/MWh liegen können. Auch die weiteren Kosten für Handelsanbindung, IT-Infrastruktur etc. müssen zusätzlich abgedeckt werden.

Die in der MaPrV geplanten weiteren Reduktionen auf 4,50 €/MWh im Jahr 2014 bzw. 3,00 €/MWh im Jahr 2015 für fluktuierende Energieformen wie Wind und PV sind nicht tragbar.

### 3. Lösungsvorschläge und Empfehlungen

Im Zuge der Energiewende soll grundsätzlich das Ziel der Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien unbedingt weiter verfolgt werden und darf auf keinen Fall zum vorzeitigen Erliegen kommen.

Eine Absenkung der Managementprämie um 1-2 €/MWh auf 8 €/MWh in 2013 erscheint ambitioniert. Es sollte dann aber möglich sein, die Absenkung durch entsprechende Gegenmaßnahmen zu kompensieren.

Folgende Anreize zur Markt- und Systemintegration sollten gegeben werden:

- **Technische Fernabschaltmöglichkeit** zur Vermeidung negativer Börsenpreise
  - Erhöhung um 1 €/MWh
- **Anlagenmeldungen** zu geplanten Wartungsarbeiten, zu geplanten Abschaltungen und Störungen (deutliche Prognoseverbesserung, Verringerung von Regelenergie):
  - Erhöhung um 1 €/MWh

Damit könnte die Variante 8 €/MWh + 1 €/MWh + 1 €/MWh = 10 €/MWh entstehen, so dass bei entsprechender Erfüllung der beiden genannten Anforderungen die wie bisher auch geplanten 10 €/MWh in 2013 erreicht werden können. Somit könnte – ohne weitere Kosten – die Markt- und Systemintegration mit den beiden genannten Anreizkomponenten „Fernabschaltmöglichkeit“ und „Anlagenmeldungen“ weiter ausgebaut werden.

Falls es trotz der vorgelegten Argumentation dennoch zu einer Anpassung der Managementprämie kommt, sollte bis zum Inkrafttreten eines Beschlusses ein Bestandsschutz gelten, sodass insbesondere für die Direktvermarkter, die sich vertraglich gebunden haben, die Möglichkeit der Bewirtschaftung ihrer Portfolien erhalten bleibt. Andernfalls würden bei Rückabwicklung geltender Verträge mögliche Schadenersatzforderungen der Marktteilnehmer nicht auszuschließen sein.

in.power strebt grundsätzlich eine gerechte Lösung an, die auf einer nachvollziehbaren Grundlage basiert. Daher wird im Folgenden ein von in.power erarbeiteter Vorschlag zur zukünftigen Berechnung der Marktprämie erläutert.

#### **Konkreter Vorschlag zur Berechnung der Marktprämie:**

Die Marktprämie (MP) errechnet sich derzeit aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert (EV), die der EEG-Vergütung entspricht, und dem Referenzmarktwert (RW):

$$MP = EV - RW$$

Der energieträgerspezifische Referenzmarktwert (RW) errechnet sich derzeit aus der Differenz zwischen dem jeweiligen rückwirkend berechneten tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts in Cent pro Kilowattstunde (MW) und der Managementprämie ( $P_M$ ) anhand folgender Formel:

$$RW = MW - P_M$$

Daher schlägt in.power vor, auf Basis **tatsächlicher Ausgleichsenergiepreise** einen Ausgleichsenergie-Korrekturwert ( $AE_{\text{Korrekturwert}}$ ) bei der Berechnung des Referenzmarktwertes gemäß Anlage 4 Nr. 2 EEG 2012 zu berücksichtigen:

$$RW = MW - (P_M - AE_{\text{Korrekturwert}})$$

Hierbei werden die tatsächlichen Ausgleichsenergiepreise des spezifischen bundesdeutschen Gesamtprofils des Vormonats mit einem Faktor (z.B. 1,1 bis 1,5 entsprechend dem Portfolio des Direktvermarkters) multipliziert und von den prognostizierten Profilservicekosten des jeweiligen Kalenderjahres abgezogen.

Die folgenden Parameter werden für die Berechnung des Ausgleichsenergie-Korrekturwertes (am Beispiel Wind) benötigt:

$AE_{\text{Korrekturwert, Wind}}$	= $AE_{\text{Prognose Profilservicekosten EEG 2012, Wind}} - (AE_{\text{Monatswert, Wind}} * AE_{\text{Korrekturfaktor, Wind}})$
$AE_{\text{Monatswert, Wind}}$	= tatsächlicher Ausgleichsenergiepreis des bundesdeutschen Wind-Gesamtprofils des Vormonats
$AE_{\text{Korrekturfaktor, Wind}}$	= 1,1 bis 1,5 je nach tatsächlicher Portfoliogröße des Vormonats

Die hier genannten Parameter werden nach dem gleichen Prinzip für die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen und steuerbaren Erzeugern gebildet und ergeben die jeweiligen Ausgleichsenergie-Korrekturwerte ( $AE_{\text{Korrekturwert, PV}}$  bzw.  $AE_{\text{Korrekturwert, Steuerbar}}$ ). Hier gilt somit die gleiche monatliche Berechnungsweise.

Folgende Ausgleichsenergie-Korrekturfaktoren sollen zur Anwendung kommen:

Portfoliogröße	AE <sub>Korrekturfaktor, Wind</sub>	AE <sub>Korrekturfaktor, PV</sub>	AE <sub>Korrekturfaktor, Steuerbar</sub>
>= 2.000 MW	1,1	1,1	1,1
>= 1.000 MW	1,2	1,2	1,2
>= 500 MW	1,3	1,3	1,3
>= 100 MW	1,4	1,4	1,4
< 100 MW	1,5	1,5	1,5

### Beispielrechnung Wind für März 2012:

Zur Verdeutlichung wird für Windkraftanlagen im Monat März 2012 eine Berechnung anhand realer Marktdaten durchgeführt. Die folgende Tabelle zeigt die tatsächlichen Ausgleichsenergiepreise für Wind (bundesweite Gesamtprognose und Gesamteinspeisung) im Jahr 2012:

2012-01	1,38 €/MWh	0,138 ct/kWh
2012-02	5,41 €/MWh	0,541 ct/kWh
2012-03	2,47 €/MWh	0,247 ct/kWh
2012-04	4,59 €/MWh	0,459 ct/kWh
2012-05	7,50 €/MWh	0,750 ct/kWh
<b>Teil 2012</b>	<b>3,73 €/MWh</b>	<b>0,373 ct/kWh</b>

Für den Monat März 2012 sieht das Ergebnis der Berechnung wie folgt aus<sup>2</sup>:

$$RW_{\text{Wind}} = MW_{\text{Wind}} - (P_{M, \text{Wind}} - AE_{\text{Korrekturwert, Wind}})$$

$$RW_{\text{Wind}} = MW_{\text{Wind}} - (P_{M, \text{Wind}} - (AE_{\text{Prognose Profilservicekosten EEG 2012, Wind}} - (AE_{\text{Monatswert, Wind}} * AE_{\text{Korrekturfaktor, Wind}})))$$

$$RW_{\text{Wind}} = 3,777 \text{ ct/kWh} - (1,2 \text{ ct/kWh} - (0,58 \text{ ct/kWh} - (0,247 \text{ ct/kWh} * 1,3)))$$

$$\underline{RW_{\text{Wind}} = 2,8359 \text{ ct/kWh}}$$

Der tatsächliche Referenzmarktwert ( $RW_{\text{Wind}}$ ), der von den ÜNB bis zum 5. des Folgemonats veröffentlicht wird ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)), beträgt im März 2012 für Wind 2,577 ct/kWh. Damit steht dem Händler in diesem Fall in Summe 0,2589 ct/kWh (also 2,589 €/MWh) weniger zur Bewirtschaftung seines Portfolios Verfügung.

Der Ausgleichsenergie-Korrekturwert soll zusätzlich zum Marktwert, Referenzmarktwert etc. bis zum 5. des Folgemonats auf der Internetseite der vier ÜNB ([www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)) veröffentlicht werden.

**Damit können niedrigere und höhere Ausgleichsenergiepreise kostenneutral ausgeglichen werden. Wendet man den vorgeschlagenen Ausgleichsenergie-Korrekturwert an, ist die geplante Absenkung der Managementprämie nicht mehr notwendig.**

<sup>2</sup> Bei der Berechnung des  $AE_{\text{Prognose Profilservicekosten EEG 2012, Wind}}$  wurde der aufgeführte Wert von 0,58 ct/kWh verwendet, vgl. Ragwitz/Sensfuß (2011) Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 11. Den  $AE_{\text{Korrekturfaktor, Wind}}$  setzt in.power hier mit 1,3 an.