

# Stellungnahme Denker & Wulf AG

zum Entwurf des Leitfadens zum Einspeisema-  
nagement Version 3.0 - Ergänzende Konsultation  
zur Direktvermarktung (Kapitel 2.4.2)

14.03.2018

## 1 Präambel

Die Denker & Wulf AG begrüßt die Bereitschaft der Bundesnetzagentur, ein möglichst breites Plenum an dem Prozess der Leitfadenaktualisierung teilnehmen zu lassen. Die Denker & Wulf AG betreut für sich und ihre Kunden aktuell mehr als 800 Windenergieanlagen mit einer Leistung von über 1,5 GW. Der Großteil dieser Anlagen befindet sich in Netzgebieten, die stark bis sehr stark von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind.

## 2 Randstundenmodell als Kompensationsmechanismus

Die in Folge der Veröffentlichung der überarbeiteten Version ihres Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 3.0) vom 13. Juni 2017 von uns eingebrachte Argument *des nicht erwirtschafteten Monatsmarktwertes* unserer Stellungnahme bleiben auch mit der Aktualisierung des Kapitels 2.4.2 durch das sog. Randstundenmodell bestehen.

Das Randstundenmodell **schafft jedoch einen vermeintlich unkompliziert zu implementieren Kompensationsmechanismus**, der den Anlagenbetreiber bzw. dessen Direktvermarkter in die Lage versetzt, seinen im Zuge einer nicht korrekt prognostizierten Einspeisemanagementmaßnahme schief stehenden Bilanzkreis unmittelbar am Intraday-Markt ausgleichen **und gleichzeitig von diesem Ausgleich unabhängig den Monatsmarktwert „erwirtschaften“ zu können**.

Der Vorschlag des Randstundenmodells folgt der Prämisse, dass dem Direktvermarkter hohe Kosten in Form von Ausgleichsenergie- und Intraday-Handelskosten entstehen, da dieser von der ursächlich durch einen Dritten, dem Netzbetreiber, verursachten Einspeisemanagementmaßnahme überrascht wird. Wir bestreiten nicht, dass es **in Einzelfällen zu einem solchen Schaden** auf Seiten des Direktvermarkters kommt, doch zeigt sich in der Betrachtung aller Maßnahmen eines Jahres, dass die Direktvermarkter sehr wohl in der Lage sind, von einer Einspeisemanagementmaßnahme eben **nicht überrascht zu werden**<sup>1</sup>. Nahezu alle von uns mit der Direktvermarktung beauftragten Unternehmen sind in der Lage durch **gute Prognosen der Maßnahmen, den windparkspezifischen Mo-**

---

<sup>1</sup> An dieser Stelle sei auf die bereits eingegangen Stellungnahmen dargestellte Betrachtung von Einspeisemanagementmaßnahmen analog zur ebenfalls mehr oder weniger korrekt prognostizierbaren Wetter- und Windentwicklung zu verweisen.

**natsmarktwert<sup>2</sup>** auch für stark von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffenen Windparks **ohne signifikante Risikoaufschläge zu erwirtschaften**. Dies zeigt deutlich, dass der initial (vor Jahren) vorhandene Einwand, die Maßnahmen würden unverhofft den Fahrplan zerstören und zu erheblichen Kosten führen, **so nicht mehr trägt**.

Das die angedachte Veränderung beim Entschädigungsmechanismus (Auszahlung des Monatsmarktwerts auch für die hier als *virtuelle Energieproduktion* bezeichnete abgeregelte Energiemenge durch den Direktvermarkter) gepaart mit dem Randstundenmodell als Kompensationsmechanismus, kommt nach unserer Auffassung leider ebenfalls **nicht der Entlastung des Eisman-Kontos<sup>3</sup>** zu Gute, was die Denker & Wulf AG ausdrücklich begrüßen würde. Im Nachfolgenden werden unsere Einzeleinwände gegen den erneut zur Konsultation stehenden Abschnitt 2.4.2 des Entwurfs zum Leitfaden Einspeisemanagement Version 3.0 noch einmal argumentativ dargestellt.

## 2.1 Deutlich verminderte Anreiz zur Prognose von Einspeisemanagementmaßnahmen

Wie bereits in unserer ersten Stellungnahme sowie zur obigen Einordnung des Randstundenmodells angedeutet, **verringert sich der Anreiz auf Seiten des Direktvermarkters, eine möglichst exakt zur tatsächlich Energieproduktion passenden Prognose zu errechnen** und diese am Day-Ahead-Markt abzubilden.

Um dies zu verdeutlichen, sind nachfolgend die beiden Extremstrategien der Vermarkter aufgeführt:

1. Einspeisemanagement-Energiemengen ohne Prognose am Day-Ahead-Markt verkaufen, den Bilanzausgleich am Intraday-Markt organisieren

---

<sup>2</sup> Der windparkspezifische Monatsmarktwert ist eine Größe, die sich unmittelbar aus der mengengewichteten Multiplikation des Lastgang (zeitlich aufgelöste Einspeisung) eines Windparks mit den Stundenpreisen am Day-Ahead-Markt ergibt. Windparks mit zum Gesamtmarkt atypischen Lastgängen (wie bspw. von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffene) erwirtschaften windparkspezifische Monatsmarktwerte, die deutlich über dem von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten durchschnittlichen Monatsmarktwert Wind Onshore liegen.

<sup>3</sup> Gedachte Gesamtheit der durch die Netzbetreiber auf die Netzentgelte umlagefähigen Zahlungen aus § 15 EEG-Maßnahmen.

2. Einspeisemanagement-Energiemengen möglichst korrekt prognostizieren, um den notwendigen Ausgleich am Intraday-Markt klein zu halten

Durch die Einführung des Kompensationmechanismus wird die **Extremstrategie 1 nicht mehr** durch ein automatisch sich am Markt einstellendes schlechteres Handelsergebnis **bestraft**.

Bei beiden Strategien ist am Monatsende der Monatsmarktwert auch für die virtuelle Produktion eines Windparks durch den Direktvermarkter auszukehren. Mit welcher der beiden Extrem- bzw. Mischstrategie ein Vermarkter dies realisieren wird, hängt von den sich einstellenden Verhältnis zwischen Intraday-Preisen (bspw. EPEX SPOT ID3) und Day-Ahead-Preisen ab. Es ist jedoch offenkundig, dass die Einführung eines solchen, für alle am Energiemarkt handelnden Unternehmen bekannten, Kompensationsregimes **zu einer Verschiebung von nachgefragten Energiemengen weg vom Day-Ahead- hin zum Intraday-Markt führen wird**. Diese Nachfragesteigerung zu Zeiten von Einspeisemanagementmaßnahmen wird einer Steigerung der Intraday-Preise zur Folge haben.

## 2.2 Belastung des Eisman-Kontos / der Netzentgelte durch ID3-Spread

Der im vorigen Abschnitt skizzierten Marktmechanik folgend, kann von einer **Mehrbelastung des Eisman-Kontos** durch den angedachten Kompensationsmechanismus mittels Randstudenmodell ausgegangen werden. Wird dieses Konto bei der jetzigen Situation durch Marktprämie(n)<sup>4</sup> und Monatsmarktwert belastet, wird es in Zukunft von dem durchschnittlich während Einspeisemanagementmaßnahmen **vorherrschenden Preisen am Intraday-Preisen abhängen**, ob sich eine Be- oder Entlastung einstellt. Die Denker & Wulf AG sieht von Ihrem Strommarktverständnis aus eine klare Gefahr, dass diese bspw. über den ID3-Index abgebildeten Intraday-Preise **durch den angedachten Kompensationsmechanismus angefacht werden und es zu einer deutlichen Erhöhung gegenüber dem** (sich am deutlich größeren und damit auch weniger volatil auf Mengenänderungen reagierenden) **Day-Ahead-Mark einstellenden Monatsmarktwert**.

---

<sup>4</sup> Der Einfachheit halber wird die Betrachtung im Singular durchgeführt, wohlwissend, dass eigentlich die Gesamtheit aller von Einspeisemanagementmaßnahmen in einem Monat/Jahr betroffenen Windenergieanlagen betrachtet wird.

## 2.3 Erhöhung des Abrechnungsaufwandes

Es ist offenkundig, dass sich bei allen drei Beteiligten: Direktvermarkter, Anlagenbetreiber und Netzbetreiber der Abrechnungs- und Prüfaufwand durch das zur Konsultation stehende System erhöhen wird. Maßgeblich verantwortlich hierfür ist der Kompensationsmechanismus, der nun **nicht allein die entgangene Produktionsmenge** (zusätzlich Windwerte bei Spitzabrechnungsverfahren zur Plausibilisierung) als Eingangsinformation benötigt, sondern auch die **Preisinformation**. Die auf diese Weise durch den Anlagenbetreiber erstellte Abrechnung muss durch den Netzbetreiber auf seine Korrektheit in **beiden Größen geprüft** werden.

Dieser erhöhte Abrechnungsaufwand kann weiterhin nicht als zusätzliche Aufwendung im Sinne von §15 Abs. 1 EEG angesetzt werden. Hinzu kommt, dass Intraday-Preisinformationen dem Anlagenbetreiber derzeit nicht ohne zusätzliche Kosten zur Verfügung stehen. Deshalb wäre **eine entsprechende (auch maschinenlesbare) Veröffentlichung auf der Plattform SMARD der Bundesnetzagentur zwingende Voraussetzung** dafür die Abrechnungserstellung für den Anlagenbetreiber nicht noch weiter zu verteuern.

## 2.4 Der Markt wird für Betreiber noch einmal intransparenter

Der angedachte Mechanismus **wird dem Betreiber einer Windenergieanlage dessen Wert gegenüber dem Markt / der Börse noch weiter verschleiern**. Das Wissen um den windparkspezifischen Monatsmarktwert wird nicht mehr genügen, um gegenüber dem Direktvermarkter einen angemessenen Preis für die Vermarktung eines Windparks argumentieren zu können. Vielmehr wird sich das Vermarktungsentgelt in der **Gemengelage** zwischen **Monatsmarktwert, Intraday-Preisen, der Menge an Einspeisemanagementmaßnahmen und der Eisman-Strategie des Vermarkters** (s. Abschnitt 2.1) ergeben und **damit deutlich intransparenter für den Betreiber** selbst werden.

## 2.5 Bestehende Verträge und mögliches Veröffentlichungsdatum

Hinsichtlich einer derart **tiefgreifenden Umstellung der Zahlungsflüsse**, wie sie die avisierte Auszahlung des Monatsmarktwertes auch für virtuelle Energiemengen im Zuge von Einspeisemanagementmaßnahmen darstellt, die **in den aktuell**

**bestehenden Verträgen zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktungsunternehmen in keiner bzw. allenfalls in unzureichender Weise abgebildet sind**, ist eine ad-hoc Umstellung rein praktisch nicht möglich.

Ein Großteil der Direktvermarktungsverträge hat eine Fristigkeit von einem, zwei oder drei Kalenderjahren. Da zumindest einige Direktvermarkter versuchen werden, umgehend nach einer etwaigen Veröffentlichung die geänderten Modalitäten umzusetzen, wird es in einem abrechnungstechnischen und juristischen „Chaos“ enden, sofern die **in jedem Fall zu einem Jahreswechsel zu planende Veröffentlichung nicht hinreichend (sechs Monate) im Voraus angekündigt wird**. Auch muss in einer solche Vorankündigung für alle Marktteilnehmer klar erkennbar sein, in wie weit der hier diskutierte Kompensationsmechanismus samt geänderter Zahlungsläufe Gegenstand der angekündigten tatsächlichen Veröffentlichung eines aktualisierten Leitfadens zum Einspeisemanagement sein wird.

## 2.6 Fazit

Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Schwierigkeiten und Unsicherheiten plädieren wir dafür, die bisherige Abrechnungspraxis bis auf weiteres beizubehalten und dann bei Vorliegen der technischen, organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen direkt den „großen“ Schritt zum gezielten energetischen und bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber zu machen.