

**Stellungnahme der Trianel GmbH
zum „Randstundenmodell“**

Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0 – Workshop zur
Konsultation

Aachen, 12.03.2018

I. Einleitung

Trianel ist bereits seit 2010 in der Direktvermarktung aktiv und hat seitdem auf die Problematik der Auswirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen, sowohl auf die Systembilanz, als auch auf die wirtschaftlichen Effekte der Bilanzkreisverantwortlichen, hingewiesen und ist mit konkreten Lösungsvorschlägen an die Branche herangetreten. Daher begrüßen wir die Aufnahme des Grundverständnisses der Bundesnetzagentur zum Entschädigungsanspruch zusätzlicher Aufwendungen bei der Vermarktung von EE-Anlagen in der Direktvermarktung.

Wir begrüßen auch die Möglichkeit, im Rahmen der schriftlichen Konsultation eine Stellungnahme zum sogenannten Randstundenmodell abgeben zu können, das am 30.11.2017 auf dem BNetzA-Workshop zum Leitfadentwurf Einspeisemanagement erstmals vorgestellt wurde.

Perspektivisch sollten, wie im Workshop besprochen, Marktprozesse entwickelt werden, die Einspeisemanagementmaßnahmen in ihrer Systematik und Anwendung in weiten Teilen am konventionellen Redispatch orientieren. Hierfür sind weiterreichende Prozesse, Regelungen und Datenmeldepflichten zwischen TSO, DSO, Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen zu etablieren, was noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird. Bis dahin müssen die Bilanzkreisverantwortlichen ihre durch EinsMan-Maßnahmen entstandenen Kosten über automatisierbare Geschäftsprozesse geltend machen können – wir erachten hierbei das vorgestellte Modell aus den unten näher ausgeführten Gründen als nicht zielführend und rechtlich nicht vertretbar. Dies gilt sowohl für die Regulierung der zusätzlich entstandenen Kosten in der Vergangenheit als auch für die gegenwärtigen und kommenden EinsMan-Fälle.

Über die Möglichkeit eines persönlichen Gesprächs zur Vorstellung unserer Stellungnahme würden wir uns sehr freuen.

II. Rechtliche Bewertung

(1) Eigener Anspruch des Direktvermarktungsunternehmens

Trianel ist – wie bereits in einer früheren Stellungnahme dargelegt - nach wie vor der Auffassung, dass in Fällen der Einbeziehung eines Direktvermarktungsunternehmens aufgrund einer gebotenen teleologischen Auslegung von § 15 EEG in Bezug auf die Kosten des bilanziellen Ausgleichs ein unmittelbar eigener Anspruch des Direktvermarktungsunternehmens gegenüber dem Netzbetreiber besteht. Insofern ist die im Konsultationsentwurf enthaltene Aussage, wonach das Direktvermarktungsunternehmen keinen eigenen Anspruch aus § 15 Abs. 1 EEG habe, zurückzuweisen.

Entsprechend der in Ziffer (1) auf S. 1 des Dokuments getroffenen Aussage, wonach die juristischen Erläuterungen der BNetzA möglichst in den Hintergrund treten sollen, erscheint es aus unserer Sicht sachgerecht, wenn die BNetzA im Leitfaden zu dieser höchst umstrittenen Frage keine ausdrückliche Stellung bezieht, sondern an dieser Stelle vielmehr darauf verweist, dass diese Frage zwischen den Marktteilnehmern streitig und durch die Gerichte zu entscheiden ist.

(2) Drittschadensliquidation und Berücksichtigung des Inhalts von Direktvermarktungsverträgen

Grundsätzlich begrüßt Trianel es, dass die BNetzA unter Ziffer 2.4.2 des Entwurfs gleichwohl klarstellt, dass Bilanzkreisabweichungen im Falle eines nicht erfolgten bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber jedenfalls auch dann anzusetzen sind, wenn der Anlagenbetreiber sich eines Direktvermarktungsunternehmens bedient. Dies gilt auch in Bezug auf die inhaltlich angeführte Begründung, wonach die zusätzlichen Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens jedenfalls unter Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation bei der Berechnung der Höhe der Entschädigung des Anlagenbetreibers nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen seien.

Ebenfalls grundsätzlich begrüßenswert ist es, dass die BNetzA ergänzend klarstellt, dass eine Berücksichtigung von zusätzlichen Aufwendungen des Bilanzkreisverantwortlichen bei der Entschädigung des Anlagenbetreibers zumindest auch möglich sei, wenn man (entgegen der

von der BNetzA vertretenen Rechtsansicht) auch auf den Inhalt des Direktvermarktungsvertrags abstellen wollte. Es ist jedoch zu beachten, dass diese – von der BNetzA lediglich "hilfsweise" geäußerte – Rechtsauffassung tatsächlich die einzig vertretbare ist. Denn das Institut der Drittschadensliquidation kann nur Anwendung finden, wenn es keinen eigenen Anspruch des Geschädigten gibt. Hat mithin das Direktvermarktungsunternehmen in Bezug auf die Kosten des bilanziellen Ausgleichs unter den Vereinbarungen des Direktvermarktungsvertrages einen eigenen Anspruch gegenüber dem Anlagenbetreiber, kann das Institut der Drittschadensliquidation nicht zur Anwendung kommen, sondern es ist vielmehr zwingend der Inhalt des Direktvermarktungsvertrages von Relevanz. Entsprechend sollte im vierten Absatz unter Gliederungspunkt 2.4.2 des Konsultationsentwurfs sinngemäß klargestellt werden, dass die dort beschriebenen Rechtsfolgen sich nicht nur ergeben, wenn man der primär geäußerten Rechtsansicht der BNetzA nicht folgen möchte. Vielmehr muss es an dieser Stelle heißen, dass sich eine entsprechende Rechtsfolge ausdrücklich ergibt, wenn der Direktvermarktungsvertrag vorsieht, dass das finanzielle Risiko von Bilanzkreisabweichungen durch den Anlagenbetreiber zu tragen ist (weil eine solche Vereinbarung zu zusätzlichen Aufwendungen des Anlagenbetreibers führt, die er im Rahmen der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG geltend machen kann).

Nicht zu beanstanden ist schließlich die sodann in diesem Kontext von der BNetzA ausgeführte Klarstellung, wonach entsprechende Klauseln des Direktvermarktungsvertrages im Rahmen von § 15 Abs. 1 EEG jedoch nur dann beachtlich sein können, wenn sie angemessen sind, was jedoch der Fall ist, wenn sie nicht über dasjenige hinausgehen, was sich (ohne die Existenz entsprechender Vertragsklauseln) bei Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation ergäbe.

(3) Vorgeschlagene Systematik bzw. Formel zur Berechnung der Höhe der Entschädigungszahlung ist zurückzuweisen

Problematisch ist, dass die BNetzA entsprechende Rechtsfolgen allerdings auch in Bezug auf etwaige ersparte Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens annimmt. Unabhängig davon, dass die Berechnung der Aufwendungen ($AW_{BK,i}$) über das sog. Randstundenmodell nicht zielführend ist (siehe hierzu noch die Ausführungen unten unter III.), ist die von der BNetzA vorgeschlagene Systematik bzw. die auf S. 5 des Konsultationsentwurfs skizzierte Formel

$$EZ_i = 0,95 * MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

zur Berechnung der Entschädigungszahlung weder rechtlich vertretbar, noch sachgerecht. Zudem würde sie in der Praxis zu ganz erheblichen Problemen führen. Im Einzelnen:

a. Berechnungsansatz ist rechtlich unvertretbar

Nach unserem Verständnis ist die dargelegte und vorstehend zitierte Berechnungsformel zunächst – vereinfacht ausgedrückt – von der Annahme geprägt, dass der Anlagenbetreiber (jedenfalls über das Institut der Drittschadensliquidation) auch diejenigen Kosten des bilanziellen Ausgleichs gegenüber dem Netzbetreiber geltend machen kann, welche sich nicht bei ihm, sondern bei seinem Direktvermarktungsunternehmen niedergeschlagen haben. Dem ist grundsätzlich zuzustimmen. Problematisch ist jedoch, dass die BNetzA augenscheinlich weiterhin davon ausgeht, dass der Anlagenbetreiber sich gleichermaßen bzw. spiegelbildlich auch solche ersparten Aufwendungen unmittelbar anrechnen lassen muss, welche nicht der Anlagenbetreiber selbst, sondern welche das Direktvermarktungsunternehmen aufgrund der Einspeisemanagementmaßnahme eingespart hat.

Dies soll dabei zudem nicht nur innerhalb einer Einspeisemanagementmaßnahme gelten, mit der Folge, dass es zu einer Saldierung der in einzelnen Viertelstunden einer Einspeisemanagementmaßnahme einerseits ersparten und andererseits zusätzlichen Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens kommt (was rechtlich noch vertretbar erschiene, zumindest soweit sich am Ende dieser Betrachtung in Bezug auf die Aufwendungen (AW_{BK}) ein positiver Betrag ergibt, also ein Schaden des Direktvermarktungsunternehmens, der vom Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber liquidiert wird.)

Der Anlagenbetreiber soll sich nach den Ausführungen der BNetzA vielmehr bereits viertelstundenscharf (und damit auch im Saldo) ergebende ersparte Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens anrechnen lassen. Das würde bedeuten, dass sich in Bezug auf die Aufwendungen (AW_{BK} bzw. $AW_{BK,i}$) auch ein negativer Betrag ergeben könnte, um welchen der Ersatzanspruch (EZ) des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber letztlich verringert werden würde.

Eine Anrechnung von ersparten Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens im vorstehend beschriebenen Sinne lässt sich über das Institut der Drittschadensliquidation,

welches die BNetzA herangezogen hat, jedoch rechtlich nicht begründen. Denn danach kann zwar buchstäblich der Schaden eines Dritten zum Anspruch gezogen werden, so dass in den hiesig relevanten Fallkonstellationen der Anspruchsberechtigte (d.h. der Anlagenbetreiber gemäß § 15 EEG) gegenüber dem Schuldner (d.h. dem Netzbetreiber) den Schaden eines Dritten (d.h. des Direktvermarktungsunternehmens) liquidieren kann. Aus der Drittschadensliquidation kann aber nicht abgeleitet werden, dass der Anspruchsberechtigte (d.h. der Anlagenbetreiber gemäß § 15 EEG) sich in Bezug auf seinen Ersatzanspruch gegenüber dem Schuldner (d.h. dem Netzbetreiber) ersparte Aufwendungen eines Dritten (d.h. des Direktvermarktungsunternehmens) anrechnen lassen muss. Dies ist rechtlich nicht begründbar.

Entsprechendes gilt dabei übrigens auch, wenn auf das Institut der Drittschadensliquidation nicht zurückgegriffen werden kann bzw. muss, weil die Parteien im Zusammenhang mit Einspeisemanagementmaßnahmen im Direktvermarktungsvertrag konkrete vertragliche Ersatzansprüche vereinbart haben. Denn es gibt im Markt zwar zahlreiche Verträge, die vorsehen, dass der Anlagenbetreiber dem Direktvermarktungsunternehmen etwaige Kosten des bilanziellen Ausgleichs ersetzt. Es ist uns jedoch kein Vertrag bekannt, der vorsieht, dass das Direktvermarktungsunternehmen entsprechende Beträge an den Anlagenbetreiber ausschüttet, wenn das Direktvermarktungsunternehmen in Bezug auf etwaige Kosten des bilanziellen Ausgleichs aufgrund einer Einspeisemanagementmaßnahme Aufwendungen erspart. Insofern gibt es auch in solchen Konstellationen keine entsprechenden diesbezüglich „ersparten Aufwendungen“ des Anlagenbetreibers.

Der von der BNetzA nunmehr vertretene Berechnungsansatz ist damit rechtlich nicht herleitbar.

b. Berechnungsansatz ist nicht sachgerecht

Es wäre darüber hinaus aber auch nicht sachgerecht, wenn der Anlagenbetreiber sich etwaige ersparte Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens im vorstehend skizzierten Sinne anrechnen lassen müsste.

Teleologischer Hintergrund des in § 15 EEG vorgesehenen Ersatzanspruches ist, dass ein Netzbetreiber, der sein Netz nicht hinreichend ausgebaut hat und daher zu Einspeisemanagementmaßnahmen greifen muss, den durch die jeweilige Einspeisemanagementmaßnahme verursachten Schäden erstatten soll. Nicht hingegen soll der

Netzbetreiber im Sinne eines allgemeinen Ausgleichsanspruches dafür belohnt werden, wenn durch eine Einspeisemanagementmaßnahme im Einzelfall womöglich sogar Aufwendungen (bzw. Aufwendungen Dritter) erspart werden.

Von diesem Leitbild scheinen zumindest grundsätzlich auch die Erwägungen der BNetzA getragen zu sein. Denn die BNetzA führt auf S. 8 des Konsultationsentwurfs (im Zusammenhang mit der von ihr weiterhin vertretenen Summenbildung je Einspeisemanagementmaßnahme) aus, dass die Summe nicht negativ werden könne, weil § 15 Abs. 1 EEG nach Auffassung der BNetzA keine Rechtsgrundlage für Zahlungen des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber enthalte.

Genau dies passiert letztlich aber auf anderer Ebene durch den hier von der BNetzA vertretenen Berechnungsansatz, weil letztlich ein (tatsächlich nicht existenter) Ersatzanspruch gegenüber dem Direktvermarktungsunternehmen fingiert wird, welchen sich der Anlagenbetreiber anrechnen lassen soll. Dies widerspricht jedoch auch dem allgemeinem zivilrechtlichen (Schadens-)Ersatzrecht, wonach ein Geschädigter sich zwar anrechnen lassen muss, wenn er durch ein schädigendes Ereignis nicht nur Nachteile, sondern gleichzeitig auch (finanzielle) Vorteile (z.B. in Form von ersparten Aufwendung) verzeichnet. Bei einer schädigenden Handlung gegenüber mehreren Geschädigten findet jedoch keine Verrechnung von Schadenspositionen und Vorteilen untereinander statt; d.h. ein Geschädigter muss sich keineswegs anrechnen lassen, wenn ein anderer durch dieselbe Handlung Geschädigter (finanzielle) Vorteile erlangt. Genau hierzu führt jedoch der von der BNetzA vertretene Ansatz.

c. Berechnungsansatz ist nicht praktikabel

Unabhängig davon, dass der von der BNetzA vorgeschlagene Berechnungsansatz somit weder rechtlich begründbar noch sachgerecht ist, würde er in der Praxis auch zu erheblichen und nicht hinnehmbaren Problemen führen.

Dies gilt zunächst, weil kein marktüblicher Direktvermarktungsvertrag einen Ausgleich zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarktungsunternehmen in Bezug auf etwaige ersparte Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens im Zusammenhang mit Einspeisemanagementmaßnahmen vorsieht. Kommt es hinsichtlich einer Einspeisemanagementmaßnahme somit zu ersparten Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens, würde sich der Ersatzanspruch des Anlagenbetreibers nach

der Ansicht der BNetzA daher entsprechend verringern, ohne dass der Anlagenbetreiber einen entsprechenden finanziellen Ersatz vom Direktvermarktungsunternehmen verlangen könnte. Dieser Umstand wiegt umso schwerer, weil entsprechende Klauseln zwar in zukünftige Verträge aufgenommen werden könnten. Es gibt jedoch unzweifelhaft zahlreiche Altverträge (ohne eine solche Klausel), welche eine zum Teil noch langjährige Vertragslaufzeit aufweisen. Zwar mag im Einzelfall eine Vertragsanpassung über eine etwaig im jeweiligen Vertrag enthaltene allgemeine Wirtschaftsklausel oder über § 313 BGB in Betracht kommen. Regelmäßig dürfte dies jedoch nicht der Fall sein, weil eine von der BNetzA in einem (rechtlich grundsätzlich unverbindlichen) Leitfaden geäußerte Rechtsauffassung die entsprechenden Voraussetzungen für eine Vertragsanpassung regelmäßig nicht erfüllen dürfte. In der Praxis dürfte es daher einerseits zu – auch Finanzierungen gefährdenden – Zahlungsausfällen und andererseits zu umfassenden Rechtsstreitigkeiten kommen, deren Ausgang als ungewiss eingestuft werden muss und mit denen eine hohe Belastung der Marktteilnehmer einhergeht.

Auch in Bezug auf die regelmäßig bereits abgerechneten Ersatzansprüche zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern ist die von der BNetzA nunmehr geäußerte Rechtsansicht problematisch. Dabei ist es auch nicht nachvollziehbar, wenn die BNetzA unter Gliederungspunkt 2.4.2.4. ausführt, dass die im neuen Entwurf beschriebenen Abrechnungsmethoden bei Einspeisemanagementmaßnahmen mit Anlagen in der Direktvermarktung in der Praxis „meist“ noch keine Anwendung fänden. Die von der BNetzA diesbezüglich nunmehr geäußerte Rechtsansicht widerspricht nämlich ausdrücklich jedweder im Markt soweit ersichtlich bislang vertretenen Rechtsansicht. Mithin finden diese Methoden nicht nur „meist“ keine Anwendung, sondern sie finden vermutlich bislang nie Anwendung.

Daher könnten – worauf die BNetzA unter Gliederungspunkt 2.4.2.4 des Konsultationsentwurfs ausdrücklich selbst hinweist – die Netzbetreiber, sofern die von der BNetzA nunmehr vertretene Rechtsansicht zutreffend wäre, die an die Anlagenbetreiber ausgeschütteten Beträge aufgrund bereicherungsrechtlicher Ansprüche regelmäßig (anteilig) zurückfordern, sofern abgerechnete Ersatzansprüche Viertelstunden betrafen, in welchen das Direktvermarktungsunternehmen in Bezug auf die Ausgleichsenergiekosten ersparte Aufwendungen hatte.

Hinsichtlich dieser Problematik ist es dabei auch nicht zielführend, wenn die BNetzA zur vermeintlichen Lösung dieser Problematik unter Gliederungspunkt 2.4.2.4 des Konsultationsentwurfs schreibt, dass sie es nicht beanstanden würde, wenn Netzbetreiber die in

Abschnitt 2.4.2 des Konsultationsentwurfs beschriebene Berechnungsmethode nicht nachträglich auf bereits abgerechnete Einspeisemanagementmaßnahmen anwenden würden, um möglicherweise Rückzahlungsforderungen gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend machen zu können. Denn der Umstand, dass die BNetzA dies nicht beanstanden wird, kann selbstverständlich nicht ausschließen, dass Netzbetreiber entsprechende Ansprüche gleichwohl geltend machen werden. Insofern würden die Anlagenbetreiber wiederum mit Rückforderungsansprüchen konfrontiert, ohne ihrerseits einen Ausgleichsanspruch gegenüber ihrem Direktvermarktungsunternehmen zu haben. Auch insofern führt die von der BNetzA vertretene Rechtsauffassung zu ganz erheblichen Problemen in der Praxis.

Auch vor diesem Hintergrund ist die von der BNetzA vertretene Rechtsansicht zurückzuweisen.

III. Randstundenmodell – technische und wirtschaftliche Bewertung

Unabhängig von der – entsprechend den vorstehenden Ausführungen – schon aus rechtlichen Gründen zurückzuweisenden Berechnungssystematik, ist das für die Berechnung der Aufwendungen nunmehr von der BNetzA favorisierte sog. Randstundenmodell auch als technisch und wirtschaftlich nicht sachgerecht zurückzuweisen.

Zur Begründung werden wir im Folgenden einige exemplarische Anwendungsbeispiele des Randstundenmodells vorstellen und hierbei auf auftretende Schwierigkeiten und Bilanzkreisungleichgewichte eingehen. Im letzten Schritt werden wir unsere generellen Einschätzungen in Bezug auf ID3-Bepreisung, Handelsfristen und die Meldung von Einspeisemanagementmaßnahmen durch Netzbetreiber darlegen.

(1) Modellverständnis „Randstundenmodell“

Nach unserem Verständnis soll das Randstundenmodell insbesondere als Übergangsmodell, anstatt eines möglichen Modells basierend auf Ausgleichsenergiepreisen, fungieren. Die Abregelung seitens der Netzbetreiber erfolgt hierbei wie bisher ohne Ankündigung. Es wird weder die Schaltung, die Dauer, noch die Höhe unverzüglich an den Direktvermarkter/Anlagenbetreiber gemeldet.

Das Modell basiert ausschließlich auf einem finanziellen Ausgleich. Es findet kein energetischer Ausgleich durch eine andere Marktrolle statt. Der Direktvermarkter bleibt wie bisher vollständig für den energetischen Ausgleich des Ungleichgewichts für seinen Bilanzkreis verantwortlich. Hierfür muss der Direktvermarkter sich der Intradaymärkte bedienen, um kurzfristig auftretende Bilanzkreisabweichungen zu kompensieren. Ziel des Modells ist es, den Direktvermarkter monetär so zu stellen, als ob es keine Abregelung seitens der Netzbetreiber gegeben hätte. Im Modell werden die Händler insbesondere motiviert davon auszugehen, dass die Abschaltungen fortgeführt werden. Dies zeigt sich insbesondere daran, dass für die Stunden nach der Schaltung lediglich der ID3 vergütet werden soll. Dementsprechend müssen Händler frühzeitig Mengen kaufen, da die Liquidität bis zum Lieferzeitpunkt abnimmt und tendenziell ein geringerer Preis, als ID3 erzielt wird.

(2) Stellungnahme zum Modell

Aufgrund der Komplexität des Sachverhalts, des Modells und der Vielzahl an Randbedingungen, möchten wir unsere Stellungnahme insbesondere durch Beispiele verdeutlichen. Ziel ist es, die Reaktionen der Händler entsprechend dem Randstundenmodell und die daraus folgende Wirkung auf das Bilanzkreisgleichgewicht und die Netzstabilität aufzuzeigen.

Wir legen den Beispielen folgende Prämissen zugrunde:

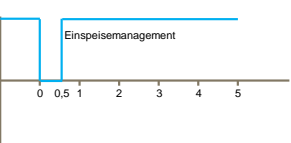
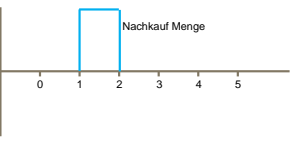
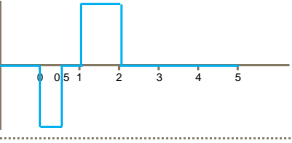
- Die Intradayhändler können nicht in die Zukunft schauen – Sie kennen nur den aktuellen Schaltzustand und erhalten keine vorausschauende Benachrichtigung
- Fehlmengen können maximal bis 30 Minuten vor Lieferzeitpunkt geschlossen werden (theoretisch ist ein kleineres Zeitfenster möglich, jedoch ist die Marktliquidität gering und es wird Reaktionszeit benötigt)

Als Beispiele wählen wir sowohl das Verhalten von Händlern bei sehr kurzen Abrufen (Fall A), bei länger dauernden Abrufen (Fall B), und bei mehrstufigen Abregelungen (Fall C). Der Einfachheit halber fährt der Park ohne Regelung über den Zeitraum bei 100% und die 100% Menge ist im Voraus bereits verkauft. Das Beispiel könnte ein Offshore Windpark mit 300 MW an einem stürmischen Tag sein.

Die Beispiele basieren alle auf einer fiktiven Einspeisung, die aufgrund eines Einspeisemanagements von 100% reduziert wurde. Wir stellen hierbei die Reaktion der Händler

zu verschiedenen Zeitpunkten dar und erläutern sowohl die monetären als auch die energetischen Auswirkungen.

a. Beispiel: Fall A „Kurzer Abruf“

	Schematisch	Monetäre Auswirkungen	Energetische Auswirkungen	Anmerkungen
Reale Einspeisung		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter erhält MP+reBAP zum finanziellen Ausgleich für den Zeitraum 0-0,5 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-0,5 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeisemanagement nicht durch Netzbetreiber angekündigt Händler benötigt Reaktionszeit von mindestens einigen Minuten
Reaktion Händler Zeitpunkt „0“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit Differenz ID3 und reBAP entschädigt Kurzfristiger Nachkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Dem Händler nicht bekanntes Bilanzungleichgewicht (Händler kennt nicht die Dauer und das Ende des Einspeisemanagements) durch den Nachkauf 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden nachzukaufen
Bilanzkreisabweichung			<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-0,5 Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum 1-2 könnte evtl. noch geschlossen werden bei sehr genauer Überwachung Mahnungen durch ÜNB wegen Ungleichgewichten 	<ul style="list-style-type: none"> Händler könnten versuchen das Ungleichgewicht in Zeitraum 1-2 zu schließen, falls Liquidität des Marktes Kurzfristhandel ermöglicht

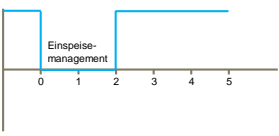
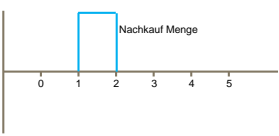
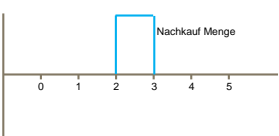
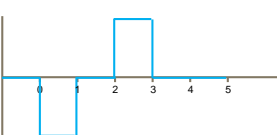
Im dargestellten Beispiel kommt es zum Zeitpunkt „0“ zu einer Einspeisemanagementmaßnahme. Monetär bedeutet dies zunächst eine Stunde, in der der Ausgleichsenergiepreis erstattet wird. Hierdurch kommt es zeitgleich zu einem Bilanzkreisungleichgewicht. Nach einer kurzen Reaktionszeit können Händler anfangen zu traden. Im Modell werden die Händler angeregt, direkt für die Folgestunden, und nicht Viertelstunden, zu handeln, da mit voranschreitender Zeit „die Preise weglaufen“ und das monetäre Risiko, im Mittel nicht auf den ID3 zu kommen deutlich größer wird. Dementsprechend würde ein Händler nach Erkennen der Einspeisemanagementmaßnahme die Energie entsprechend an der Börse zurückkaufen. Eventuell würde ein Händler sogar versuchen, zwischen den Zeitpunkten „0,5“ und „1“ Energie zurückzukaufen. Dies ist im Beispiel nicht abgebildet, würde aber ein weiteres ¼-h Ungleichgewicht in der Viertelstunde „0,75 – 1“ vor dem Stundentrade „1 – 2“ bedeuten. Zum Zeitpunkt der Beendigung der Einspeisemanagementmaßnahme besteht im vorliegenden Beispiel A ein Bilanzkreisungleichgewicht zwischen den Zeitpunkten „1“ und „2“. Der Händler würde nun dieses Bilanzkreisungleichgewicht schließen. Sollte die Maßnahme allerdings erst kurz vor Stundenwechsel beendet werden, wäre dies für die Händler, zumindest für die erste halbe Stunde, nicht möglich. Für die zweite halbe Stunde wäre theoretisch ein Rückkauf möglich – dies hängt aber von der Reaktionsgeschwindigkeit der Händler und der Häufigkeit der

Maßnahmen ab. Häufige Maßnahmen würden Bilanzkreisungleichgewichte begünstigen, da nicht alle Ungleichgewichte geschlossen werden können. Da nur ein geringer Teil der Anlagen über die Online-Schnittstelle Informationen über ein am Park anliegendes EinsMan-Signal an den Direktvermarkter übermittelt, müsste ein Händler sehr kurzfristig auf gut Glück Energie kaufen, ohne im Zweifelsfall zu wissen, ob der Erzeugungsrückgang dargebotsabhängig erfolgt, oder eine Einspeisemanagementmaßnahme vorliegt. Nach §20 (2) EEG ist der Anlagenbetreiber auch nicht dazu verpflichtet, dieses Datensignal vorzuhalten und dem Direktvermarkter zur Verfügung zu stellen. Das wäre für das Randstundenmodell jedoch zwingend erforderlich.

Zusammenfassend ergeben sich also folgende Probleme:

- Zu Beginn und zum Ende der Einspeisemanagementmaßnahme werden nicht korrigierbare Bilanzkreisungleichgewichte generiert
- Aufgrund der Kurzfristigkeit des Handels werden Direktvermarkter gegenüber dem ID3 Verluste erwirtschaften
- Direktvermarkter müssen auf gut Glück Energie handeln, da keine Kenntnis darüber besteht, ob es sich um eine Einspeisemanagementmaßnahme oder einen Anlagenausfall handelt (Anlagenbetreiber ist nicht zur Vorhaltung der Online-Schnittstelle verpflichtet)
- Bei im Fall A beschriebenen kurzzeitigen Abrufen (<30 Minuten) wird durch das Handeln des Direktvermarkters das Bilanzkreisungleichgewicht der Einspeisemanagementmaßnahme grundsätzlich nicht geheilt. Im Gegenteil: die Ausgleichsenergiemenge wird deutlich erhöht.

b. Beispiel: Fall B „Langanhaltender Abruf“

	Schematisch	Monetäre Auswirkungen	Energetische Auswirkungen	Anmerkungen
Reale Einspeisung		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter erhält MP+reBAP zum finanziellen Ausgleich für den Zeitraum 0-1 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-1 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeisemanagement nicht durch Netzbetreiber angekündigt Händler benötigt Reaktionszeit von mindestens einigen Minuten
Reaktion Händler Zeitpunkt „0“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird für den Zeitraum 1-2 mit ID3 entschädigt Kurzfristiger Nachkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Ausgleich des Bilanzkreisungleichgewichts 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden nachzukaufen
Reaktion Händler Zeitpunkt „1“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit Differenz ID3 und reBAP entschädigt für den Zeitraum 2-3 Kurzfristiger Nachkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Dem Händler nicht bekanntes Bilanzungleichgewicht (Händler kennt nicht die Dauer und das Ende des Einspeisemanagements) durch den Nachkauf 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden nachzukaufen
Bilanzkreisabweichung			<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-0,5 Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum 1-2 könnte evtl. noch teilweise geschlossen werden Mahnungen durch ÜNB wegen Ungleichgewichten 	<ul style="list-style-type: none"> Händler könnten versuchen das Ungleichgewicht in Zeitraum 2-3 zu schließen, falls Liquidität des Marktes Kurzfristhandel ermöglicht und aufgrund der Vielzahl von Eingriffen die Möglichkeit zu reagieren besteht

Im Beispiel wird eine zwei Stunden dauernde Einspeisemanagementmaßnahme um die gesamte installierte Leistung unterstellt. Zunächst bedeutet dies für den Direktvermarkter ein temporäres Bilanzungleichgewicht. Dieses kann in Anbetracht von Reaktionsfristen des Händlers für den Zeitraum „0-1“ nicht ausgeglichen werden. Zum Zeitpunkt „0“ wird der Händler jedoch versuchen, das erwartete Ungleichgewicht für den Zeitraum „1-2“ zu schließen. Hierfür findet ein Nachkauf statt, der das bestehende Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum „1-2“ ausgleicht. Zum Zeitpunkt „1“ muss der Händler nach dem Modell von einer verlängerten Einspeisemanagementmaßnahme ausgehen, da ihm keine Informationen über das Ende der Maßnahme vorliegen. Dementsprechend wird er, um das Bilanzkreisungleichgewicht zu verringern und den Verlust aufgrund der ID3 Deckelung zu minimieren, möglichst früh Energie auch für den Zeitpunkt „2-3“ kaufen. Dadurch kommt es zum Ende der Einspeisemanagementmaßnahme zum Zeitpunkt „2“ zu einem Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum „2-3“ der vom Händler nicht mehr – oder nur teilweise – geschlossen werden kann. Dies würde bei einem großen Offshore Windpark eine Schiefstellung von 200-300 MW bedeuten. Eine Größe, die bei der Bilanzkreisabrechnung durch den Netzbetreiber nicht akzeptiert würde und gegebenenfalls eine Strafe zur Folge hätte. Zusätzlich muss auch in diesem Beispiel festgehalten werden, dass der Direktvermarkter im Zeitraum „1-2“ lediglich mit

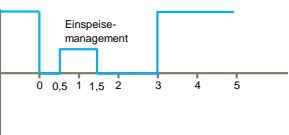
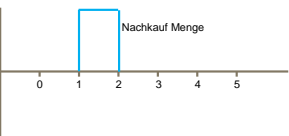
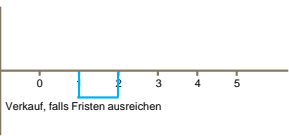
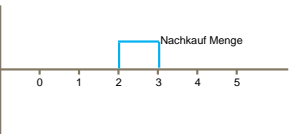
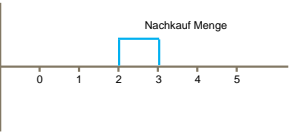
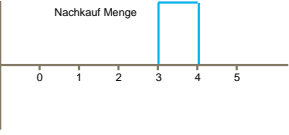
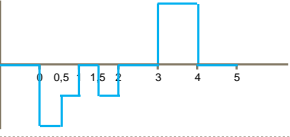
ID3 vergütet wird, der tendenziell in der Kurzfristigkeit des Handels nicht erreicht wird. Der Direktvermarkter wird perspektivisch mehrere Euro pro MWh Verlust generieren. Da im Zeitraum „2-3“ lediglich die Differenz aus ID3 und Rebas ersetzt werden soll, würde durch den kurzfristigen Handel gegenüber dem ID3 ebenfalls ein weiterer Verlust für den Direktvermarkter entstehen.

Zusammenfassend lassen sich folgende Fakten und Kritikpunkte am Randstundenmodell aus dem zweiten Beispiel ableiten:

- Zu Beginn und zum Ende der Einspeisemanagementmaßnahme werden signifikante, nicht korrigierbare Bilanzkreisungleichgewichte generiert
- Aufgrund der Kurzfristigkeit des Handels werden die Direktvermarkter gegenüber dem ID3 auf jeden Fall monetär schlechter stehen. Dies gilt auch für Zeitpunkte, in denen der Händler das Ungleichgewicht ausgleichen kann (Zeitraum „1-2“)
- Direktvermarkter müssen auf gut Glück Energie handeln, da keine Kenntnis darüber besteht, ob es sich um eine Einspeisemanagementmaßnahme oder einen Anlagenausfall handelt (Anlagenbetreiber ist nicht zur Vorhaltung der Online-Schnittstelle verpflichtet)

c. Beispiel: Fall C „Mehrstufige Abregelung“

Fall C ist ein typisches Beispiel für eine reale, nicht idealisierte Einspeisemanagementmaßnahme durch die Netzbetreiber. Dies trifft zum Beispiel insbesondere für die Offshore Parks zu, bei denen die Maßnahme aufgrund der Unkenntnis der ÜNB über die potentielle Erzeugung zu einem „probieren“ der Wiedereinschaltung führt. Häufig treten in diesen Fällen double-dips auf.

	Schematisch	Monetäre Auswirkungen	Energetische Auswirkungen	Anmerkungen
Reale Einspeisung		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter erhält MP+reBAP zum finanziellen Ausgleich für den Zeitraum 0-1 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-1 	<ul style="list-style-type: none"> Einspeisemanagement nicht durch Netzbetreiber angekündigt Händler benötigt Reaktionszeit von mindestens einigen Minuten
Reaktion Händler Zeitpunkt „0“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit ID3 entschädigt Kurzfristiger Nachkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Bestehendes Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum 1-1,5 (Händler kennt die Veränderung nicht im Voraus) Ausgleich des Bilanzkreisungleichgewichts im Zeitraum 1,5-2 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden nachzukaufen
Reaktion Händler Zeitpunkt „0,5“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit ID3 entschädigt Doppelter Handel von Mengen (Handelsgebühren, ID3-Spread) Kurzfristiger Verkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Neues Bilanzkreisungleichgewicht aufgrund der neuen Stufung des Einspeisemanagements 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden zu verkaufen
Reaktion Händler Zeitpunkt „1“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit ID3 entschädigt Kurzfristiger Verkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Bilanzkreisungleichgewicht wird nur teilweise ausgeglichen – Händler geht zum Handelszeitpunkt noch von einer nur teilweise reduzierten Einspeisung aus 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden zu verkaufen
Reaktion Händler Zeitpunkt „1,5“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit ID3 entschädigt Kurzfristiger Verkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Bilanzkreisungleichgewicht wird ausgeglichen 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden zu verkaufen
Reaktion Händler Zeitpunkt „2“		<ul style="list-style-type: none"> Direktvermarkter wird mit Differenz ID3 und reBAP entschädigt Kurzfristiger Nachkauf von Mengen zu Preisen die tendenziell wesentlich schlechter als der ID3 sind 	<ul style="list-style-type: none"> Bilanzkreisungleichgewicht aufgrund der Erwartung der Fortführung der Abschaltung 	<ul style="list-style-type: none"> Händler kennt das Verhalten der Anlage in der nächsten Stunde nicht und wird im Modell angehalten Energie für Folgestunden zu verkaufen
Bilanzkreisabweichung			<ul style="list-style-type: none"> Nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht für den Zeitraum 0-2 Bilanzkreisungleichgewicht im Zeitraum 3-4 könnte evtl. noch geschlossen werden Mahnungen durch ÜNB wegen Ungleichgewichten 	<ul style="list-style-type: none"> Händler könnten versuchen das Ungleichgewicht in Zeitraum 3-4 zu schließen, falls Liquidität des Marktes Kurzfristhandel ermöglicht

Das dargestellte typische Beispiel einer realen Abregelung führt zu einem immensen Aufwand beim Direktvermarkter, da er mehrmals Mengen ausgleichen muss. Sobald der Abruf zum Zeitpunkt „0“ stattfindet, kann der Händler erst Mengen für den Zeitraum „1-2“ entsprechend dem zum Zeitpunkt „0“ bekannten Zustand einkaufen. Zeitraum „0-1“ wird zum Ausgleichsenergiepreis ausgeglichen. Durch den Abruf entsteht, wie in den beiden anderen Beispielen auch, im Zeitraum „0-1“ ein nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht. Zum Zeitpunkt „0,5“ findet durch den Netzbetreiber eine Anpassung der Einspeisemanagementmaßnahme statt. Statt einer vollständigen Reduktion wird ein Teil des Parks wieder zugeschaltet. Der Händler wird versuchen darauf zu reagieren und für den Zeitraum „1-2“ die nun überschüssige Energie wieder zu verkaufen. Für den Zeitraum „1-1,5“

kann dies bereits zu spät sein, sodass hier ein weiteres nicht behebbares Ungleichgewicht droht. Sobald zum Zeitpunkt „1,5“ eine erneute Änderung der Schaltstufe durch den Netzbetreiber stattfindet, muss der Händler wieder kurzfristig reagieren. Im Zeitraum „2-3“ fehlt nun erwartungsgemäß Energie, die nachgekauft werden muss. Aufgrund der Kurzfristigkeit drohen, wie bei allen Handelsgeschäften, im Beispiel erneut Preise, die tendenziell wesentlich schlechter als ID3 sind. Ebenfalls ist ein Nachkauf im Zeitraum „2-2,5“ nur bei sofortiger Reaktion des Händlers möglich, da andernfalls bereits Fristen verstrichen sein können. Zum Zeitpunkt „2“ erwartet der Händler weiterhin eine Abschaltung im Zeitraum „3-4“, sodass er sich bemüht, frühzeitig die Energie zu beschaffen, um den Spread zwischen ID3 und dem Kaufpreis (und damit die Verluste) minimal zu halten. Diese Menge läuft mit Ende der Einspeisemanagementmaßnahme zum Zeitpunkt „3“ in die Ausgleichsenergie und wird mit ID3 – rebap durch den Netzbetreiber ausgeglichen. Bei einem drei stündigen Abruf im Beispiel wird ein nicht korrigierbares Bilanzkreisungleichgewicht in mindestens 2,5 Stunden verursacht. Dies kann unseres Erachtens nicht zielführend sein.

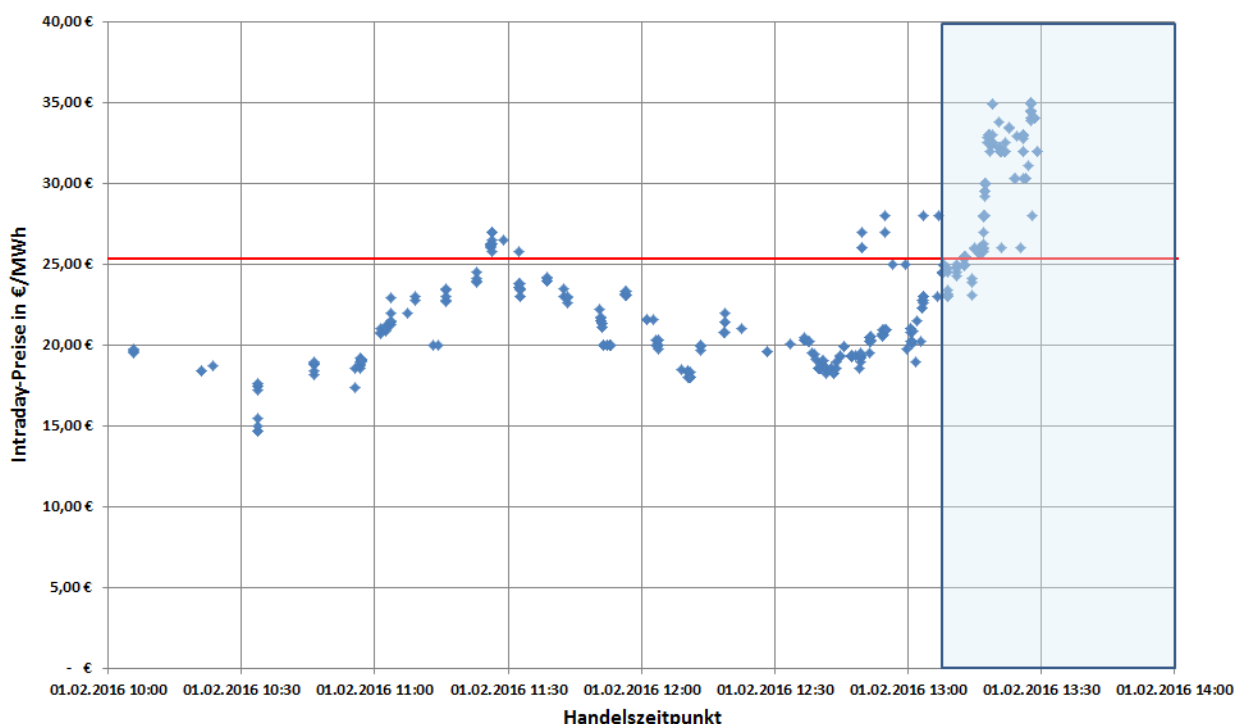
Vor allem bei der Betreuung großer Portfolien in Nachtstunden erfordert das Randstundenmodell gegenüber der bisherigen Praxis einen verstärkten Personaleinsatz, um Eingriffe umgehend erkennen, bewerten und korrigieren zu können. Perspektivisch wird dies zu signifikant steigenden Vermarktungsentgelten für Parks mit häufig auftretenden Einspeisemanagementmaßnahmen führen, was sich am Ende auch bei den Strompreisen niederschlagen würde. Bereits jetzt am Markt zeigt sich eine sehr kritische Bewertung eben dieser Parks durch die Direktvermarkter aufgrund einer gesetzlich geregelten „Notmaßnahme“.

Zusammenfassend lassen sich folgende Fakten und Kritikpunkte am Randstundenmodell aus dem dritten Beispiel ableiten:

- Jede Änderung der Schaltung verursacht nicht korrigierbare Bilanzkreisungleichgewichte durch den Netzbetreiber. Bei einer weiteren Verschärfung der Regeln zur Bilanzkreistreue im Standardbilanzkreisvertrag drohen Direktvermarktern aufgrund der hohen Ungleichgewichte zusätzliche Aufwände zur Erläuterung der durch EinsMan-Maßnahmen hervorgerufenen Bilanzkreisungleichgewichte.
- Aufgrund der Kurzfristigkeit des Handels werden Direktvermarkter gegenüber dem ID3 Verlust machen. Dies zeigt sich sowohl bei doppelten Geschäften, Teilung benötigter Mengen als auch beim erfolgten Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten

- Direktvermarkter müssen auf gut Glück Energie handeln, da keine Kenntnis darüber besteht, ob es sich um eine Einspeisemanagementmaßnahme oder einen Anlagenausfall handelt (Anlagenbetreiber ist nicht zur Vorhaltung der Online-Schnittstelle verpflichtet)
- Ein durch die Netzbetreiber aktiv „bewirtschafteter“ „Notfallpark“ bindet praktisch einen kompletten Händler bei der Überwachung und Korrektur der aufgetretenen Einspeisemanagementmaßnahmen, mit den entsprechend steigenden Kosten, die dann auch auf die Strompreise durchschlagen.
- Parks erhalten aufgrund der schlechten Netztopologie der Netzbetreiber heutzutage bereits wesentlich schlechtere Vermarktungsentgelte als Parks mit einer geringen Anzahl an Einspeisemanagementmaßnahmen. Der vorgenannte Mechanismus wird das monetäre Risiko für den Direktvermarkter beim Randstundenmodell weiterhin hoch halten, so dass die von EinsMan betroffenen Anlagenbetreiber weiterhin schlechter gestellt werden als andere Anlagenbetreiber

(3) ID3-Preis



Anhand eines konstruierten Beispiels möchten wir darstellen, dass der ID3-Preis zur Erstattung nicht angemessen ist.

Die obige Abbildung zeigt die im „Intraday Continuous“ durchgeführten Trades für die Stunde 14-15 Uhr am 1.2.2016. Gehen wir von einer um 13:00 einsetzenden Einspeisemanagementmaßnahme aus. Die erste Stunde wird noch über Ausgleichsenergiekosten ausgeglichen, so dass der Händler, nach einer gewissen Verarbeitungszeit der Daten, mit dem Handel für die Zeit 14-15 Uhr beginnen kann (ca. 13:12). Der mittlere mengengewichtete Intradaypreis für den Zeitraum 13:12 bis 13:30 beträgt 30,97 €/MWh. Der ID3 für diese Stunde beträgt 25,21 €/MWh. Somit verliert der Direktvermarkter in dieser Stunde mit jedem abgeregelten MW im Mittel 5,76 €.

(4) Zusammenfassende Bewertung des Randstundenmodells

- Der Direktvermarkter bewirtschaftet intraday regelzonenscharf ein Portfolio und handelt nicht parkscharf, so dass offene Positionen auf Grund von Einspeisemanagementmaßnahmen auch über längere Zeiträume geschlossen werden, was im Randstundenmodell zu weiteren Verwerfungen führt.
- Das Modell zementiert hohe Bilanzkreisungleichgewichte und somit nicht kompensierte Ausgleichsenergiekosten in den Bilanzkreisen der Direktvermarkter.
- Der tatsächliche Bilanzkreisausgleich wird wesentlich schlechter abschneiden als ID3, so dass signifikante Verluste beim Direktvermarkter drohen (siehe Praxisbeispiel oben).
- Der personelle Aufwand auf Seiten der Direktvermarkter zur Geltendmachung der Kosten v.a. bei Fall C - Parks wäre untragbar, so dass perspektivisch die entsprechenden Anlagenbetreiber keinen Direktvermarkter mehr finden und den Marktzugang verlieren. Eine Verbesserung der Situation ist auch nicht in Sicht, da nach §20 (2) EEG der Anlagenbetreiber nicht dazu verpflichtet ist, das EinsMan-Datensignal vorzuhalten und dem Direktvermarkter zur Verfügung zu stellen.
- Ohne Forderung der BNetzA gegenüber den Netzbetreibern, unverzüglich über Art, Höhe und Dauer einer Maßnahme zu berichten, sinkt die Hemmschwelle zum Einsatz des kostenträchtigen Einspeisemanagements.
- Das Randstundenmodell setzt die Prognosefähigkeit einer Einspeisemanagementmaßnahme voraus. Aber wie soll es einem Direktvermarkter besser möglich sein, das Verhalten von Einspeisemanagementmaßnahmen in der Zukunft vorhersagen zu können, als der die Einspeisemanagementmaßnahme hervorrufende Netzbetreiber? Hier wird das eigentliche Problem nicht gelöst, aber das monetäre Risiko wird auf den Direktvermarkter abgewälzt.

- Bei hohen zeitgleichen Einspeisemanagementmaßnahmen und deren Beendigung könnte es zu systematischen Ungleichgewichten im Netz kommen, die den Einsatz von teurer Regelleistung bewirken würde. Dies könnte zum Beispiel beim zeitnahen Wiederanfahren / schalten von 3-4 Offshore Windparks nach Einspeisemanagement geschehen.

IV. Empfehlungen

Wie in der Stellungnahme zum Modell dargestellt sehen wir signifikante rechtliche, technische und wirtschaftliche Risiken und Probleme aufgrund des „Randstundenmodells“. Wir erwarten dadurch eine Zementierung der aktuellen Situation und steigende Netzkosten auf Kosten der Direktvermarkter.

Wir empfehlen stattdessen, das ursprünglich in Ihren im Leitfaden vorgeschlagene Modell 3 („kein gezielter Ausgleich“) umzusetzen und kurzfristig auf das Modell 1 („Gezielter Ausgleich durch NB“) hinzuarbeiten. Dies umso mehr, als das Randstundenmodell für die Regulierung von Kosten, die den Direktvermarktern in der Vergangenheit entstanden sind, völlig ungeeignet ist. Dem Randstundenmodell liegen zwei konstituierende Elemente zugrunde, die erst (im Laufe des Jahres) 2015 flächendeckend gegeben waren:

- Erst seit 2015 sind alle Anlagenbetreiber, die Ihre Anlagen im Marktprämienmodell vermarkten, gem. § 36 Abs. 1 EEG 2014 dazu verpflichtet, Echtzeitdaten über die Ist-Einspeisung an den Direktvermarkter zu übermitteln. Bis dahin betraf diese Verpflichtung lediglich die Anlagenbetreiber, die zusätzlich die Managementprämie gemäß Managementprämienverordnung erhalten wollten. Vor 2015 haben somit die Direktvermarkter nicht von allen Anlagen flächendeckend Onlinedaten vorliegen, so dass zwangsweise Ausgleichsenergiekosten für die gesamte Zeit der Einspeisemanagementmaßnahme angefallen sind. Ein pauschaler Ansatz, so wie er im aktuellen Leitfaden mit dem Randstundenmodell vorgeschlagen wird, ist somit nicht anwendbar. Zur Regulierung der Kosten von Einspeisemanagementmaßnahmen in der Vergangenheit müsste also ein weiteres Modell entwickelt und konsultiert werden.
- Der ID3-Price Index existiert ebenfalls erst seit 27.06.2015, so dass bis zu diesem Zeitpunkt das Modell auch keine Anwendung finden kann.

Die Umsetzung auf das von Ihnen vorgeschlagene Modell 1 kann sukzessive in Abhängigkeit der Größe der Netzanschlussleistung und der betroffenen Windparks erfolgen.

Des Weiteren würde das Randstundenmodell auch die Verteilnetzbetreiber einseitig vom Druck befreien und sämtliche Kosten auf die Direktvermarkter und die Endkunden wälzen. Ebenfalls begünstigt das Modell Gegenreaktionen der Händler, die das Energienetz in kritische Zustände versetzen könnten und hohe Regelleistungsabrufe bewirken würden. In Zusammenhang mit den hohen Regelenergiearbeitspreisen drohen hier signifikante finanzielle Belastungen für alle Marktteilnehmer.

Wie von TenneT veröffentlicht, wurden 2017 bereits über eine Milliarde Euro für die „Notfallmaßnahme“ Einspeisemanagement ausgegeben. Nach jetzigem Stand bleibt den Direktvermarktern lediglich der Rechtsweg, um die auf Seiten der Direktvermarkter entstanden Kosten, die ja auch die BNetzA grundsätzlich anerkennt, erstattet zu erhalten. Aufgrund der Dringlichkeit bitten wir darum, kurzfristig ein einfaches Modell umzusetzen um die Situation auf relativ einfache und rechtssichere Weise für die Vergangenheit und für die Übergangsphase zu klären und gezielt auf Modell 1 hinarbeiten zu können.

Trianel GmbH

Aachen, 12. März 2018

Ansprechpartner:

Bastian Wurm

Leiter Origination

Telefon +49 163 48 08 794

B.wurm@trianel.com