

# Wettbewerbliche Chancen mit der Echtzeitwalzung in Zeiten der Systemtransformation

Hermann Falk und Uwe Leprich

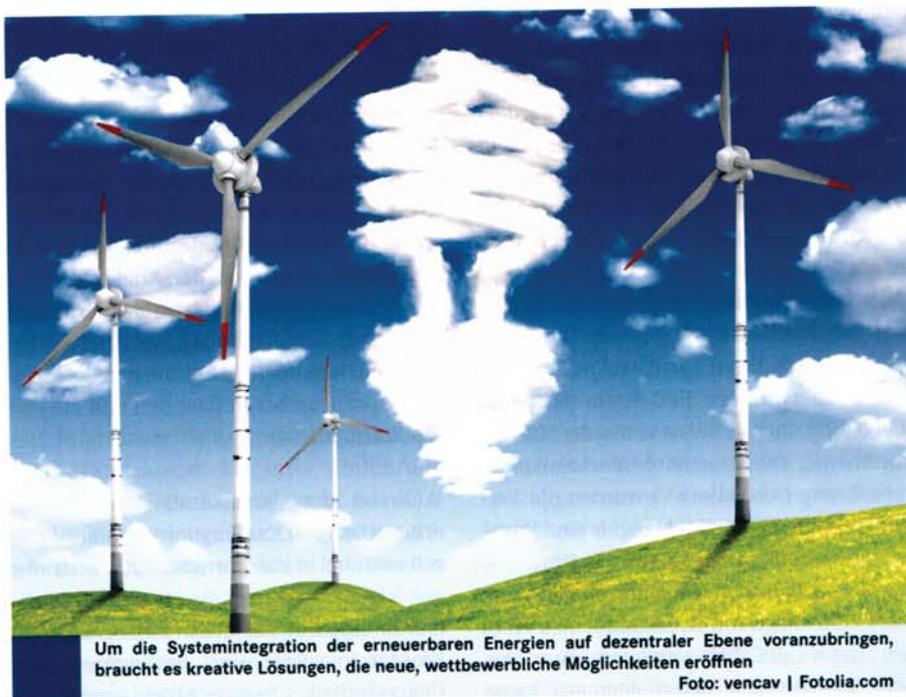
*Windkraft und Photovoltaik (PV) werden einen wesentlichen Anteil an einer künftigen klimaschonenden und bezahlbaren erneuerbaren Energieversorgung tragen. Ihre schwankende Einspeisung muss mit der Erschließung vorhandener Nachfrageflexibilitäten und der Vorhaltung flexibler Erzeugungskapazitäten möglichst kosteneffizient flankiert werden. Die Einführung einer „optionalen Echtzeitwalzung“, also der kurzfristigen Walzung von EEG-Strom in die Bilanzkreise der Vertriebe, bietet die Möglichkeit, sie in einem wettbewerblichen Rahmen an die wichtige Aufgabe der Systemintegration der erneuerbaren Energien heranzuführen.*

Eine künftige erneuerbare Energieversorgung kann nur funktionieren, wenn Rechte und Pflichten, Risiken und Chancen aller Marktakteure fair verteilt sind. Dies ist bisher nicht der Fall. Mit der stufenweisen Einführung der Echtzeitwalzung – zunächst optional und später verpflichtend – könnte der Gesetzgeber einen volks- und betriebswirtschaftlich validen Lösungsweg einschlagen, Produzenten, Vertriebe und Verbraucher effizienter in die „neue Welt der fluktuierenden Energien“ einzubeziehen und zudem marktwirtschaftliche Anreize zur Entwicklung der notwendigen Flexibilitätsoptionen zu schaffen.

Das Projektieren von neuen Anlagen wird nicht die Hauptherausforderung der Zukunft darstellen. Das Herzstück des zu schaffenden Energiesystems liegt darin, wie der Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und PV-Anlagen organisiert und gesichert wird. Hier findet der zukünftige Markt für Energieunternehmen statt. Je frühzeitiger die Akteure ihre neuen Rollen einnehmen und die mit diesen einhergehende Verantwortung annehmen, umso eher kann die Integration und der Ausgleich insbesondere fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien als Lernprozess und Chance genutzt werden. Es erscheint dabei zielführend, die bereits vorhandenen Kompetenzen optimal einzubinden.

## Regionale Kompetenzen nutzen

Wie kann erreicht werden, dass die Systemintegration der erneuerbaren Energien stärker regionale Möglichkeiten nutzt, und welche Akteure wären geeignete „Energie-wende-Manager“ für die Erschließung dieser Möglichkeiten?



Um die Systemintegration der erneuerbaren Energien auf dezentraler Ebene voranzubringen, braucht es kreative Lösungen, die neue, wettbewerbliche Möglichkeiten eröffnen  
Foto: vencav | Fotolia.com

Die regionale Kompetenz der Vertriebe vor Ort, also der unabhängigen Stromhändler und nicht zuletzt der über 900 Stadtwerke macht diese zu den idealen Managern dieser Aufgabe. Sie (oder ihre Dienstleister) verfügen über das notwendige Markt-Know-how, womit sie einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten können. Insbesondere für die verbrauchsseitige Einschätzung von benötigten Mengen und Flexibilität ist eine hohe Kundenkenntnis erforderlich, welche die Vertriebe meist über viele Jahre durch eine enge Kundenbindung aufgebaut haben und weiterhin vertiefen können.

Aufgrund des bisherigen Geschäftsmodells langfristiger Beschaffung auf den Terminmärkten nutzen sie die ihnen zugänglichen Flexibilisierungspotenziale bei ihren Kun-

den jedoch nur unzureichend. Es erscheint also notwendig, ihre Rahmenbedingungen so anzupassen, dass die Flexibilisierung der Nachfrage insgesamt attraktiver wird.

## Das Modell der Echtzeitwalzung

Um das Know-how der Vertriebe nutzbar zu machen, hat das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) in Saarbrücken das Modell der sog. Echtzeitwalzung der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien erarbeitet, das durch einen Residualmarkt für die Beschaffung der zum Ausgleich notwendigen Flexibilitätsoptionen komplettiert wird. Die Echtzeitwalzung wird dem Charakter der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren gerecht, da sie neben einer Flexibilisierung des Kraftwerksparks auch

die Energiebeschaffung kurzfristiger und flexibler gestaltet. Aus diesem Anspruch heraus wird ein wettbewerblicher Suchprozess unter den Marktakteuren mit dem Ziel eines bestmöglichen Ausgleichs in den jeweiligen Portfolios gestartet. Da zunehmend flexible Erzeugungseinheiten, Lasten und Speicher durch die Vertriebe nachgefragt werden können, eröffnen sich dann sukzessive wettbewerbliche Möglichkeiten zu deren Refinanzierung.

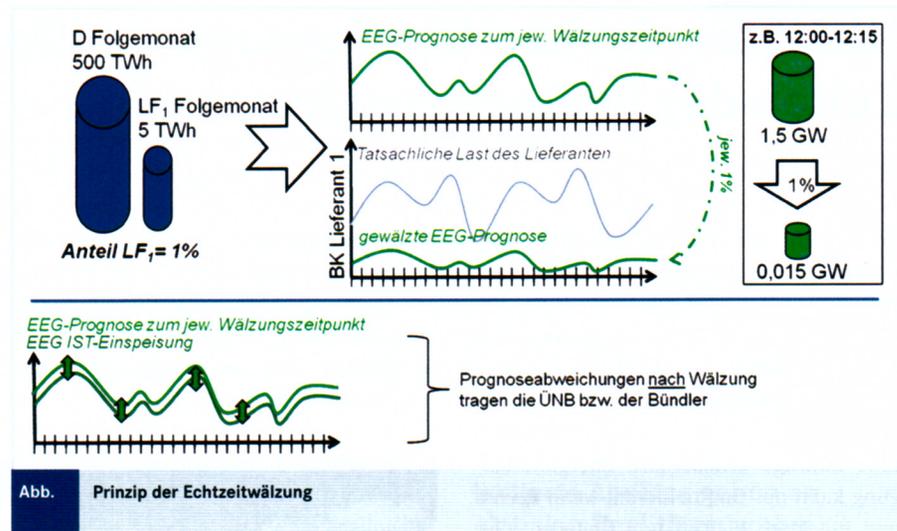
Nachfolgend sollen die Ergebnisse einer gemeinsamen Studie des IZES mit dem Beratungsunternehmen Energy Brainpool im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), unterstützt vom Wirtschaftsverband Wind (WVW), vorgestellt werden, in der das Modell der Echtzeitwälzung in einem weiterentwickelten Stadium monetär bewertet und alternative Vermarktungswege geprüft wurden [1].

## Wie funktioniert die Echtzeitwälzung?

Seit 2010 wird der EEG-Strom fast ausschließlich an der Börse verkauft. Mit der Einführung der Ausgleichsmechanismenverordnung (AusglMechV) wurden die Vertriebe von EE-bedingten Mengen- und Preisrisiken befreit. In Bezug auf das EEG sind sie vor allem dazu verpflichtet, die jährliche fixe EEG-Umlage von ihren Kunden zu erheben und an die ÜNB weiterzureichen. Das Gros der Vertriebe agiert demnach kaum aktiv als „Energiewende-Akteur“.

So wird die Beschaffung zum Teil durch eine frühzeitige Abdeckung mit standardisierten physischen Produkten bzw. Bändern börslich und außerbörslich sichergestellt und kein direkter Abgleich mit der fluktuierend einspeisenden EE-Menge vorgenommen. Kurzfristige Anpassungen im Bilanzkreismanagement finden meist nur bei Großverbrauchern statt. Selbst für gewillte Akteure existieren nur wenige Möglichkeiten, wie über das nun abgeschaffte Grünstromprivileg oder die sonstige Direktvermarktung.

Der Vorschlag der „Echtzeitwälzung“ hingegen setzt wesentliche Impulse dafür, „Ausgleichsoptionen“ für fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien auf der Verbrauchs- und Erzeugungsseite von den



Marktakteuren systematisch erschließen zu können. Hierbei soll es den Vertrieben überlassen werden, sich durch innovative Ansätze, entsprechende Stromprodukte und Preismodelle von der Konkurrenz zu differenzieren. Die Echtzeitwälzung basiert dabei auf einer Trennung der Allokationsmechanismen für die fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien und die Flexibilitätsoptionen.

Während der dargebotsabhängige Anteil erneuerbarer Erzeugung mittels einer Echtzeitwälzung in die Portfolios der Vertriebe gereicht wird, werden die Flexibilitätsoptionen in einem Residuallastmarkt gehandelt. Hierdurch würde den unterschiedlichen Charakteristika beider Arten von Stromerzeugungsanlagen Rechnung getragen. Die „Echtzeit-Allokation“ der grenzkostenfreien erneuerbaren Energien außerhalb der grenzkostenbasierten Märkte liegt einerseits in ihrer Ununterscheidbarkeit mittels Grenzkosten und andererseits in dem nur sehr kurzfristig präzisen Prognosehorizont begründet. Da die Energiewende in allererster Konsequenz eines Umbaus der Erzeugungsinfrastruktur bedarf, die in der Lage sein muss, die bislang aus fossil-nuklearen Energieträgern produzierte Elektrizität zu ersetzen, sollte dafür gesorgt werden, dass eine größtmögliche Menge des erneuerbaren Dargebots genutzt wird.

Aufgrund der Vorteilhaftigkeit zentraler Ertragsprognosen kommt es bei der Echtzeitwälzung weiterhin zu einem „Einsammeln“ der deutschlandweiten fluktuieren-

den Einspeisung erneuerbarer Energien durch einen zentralen Akteur, wie bspw. die ÜNB. In Anlehnung an das erprobte Rechenverfahren der historischen Bandwälzung prognostizieren die Vertriebe ihren Verbrauch für den Folgemonat. Aus den individuellen Verbrauchsprognosen werden die Zuteilungsschlüssel errechnet, anhand derer eine kurzfristige (viertelstündliche) Wälzung des national fluktuierend einspeisenden EE-Profiles anteilig auf die Vertriebe vorgenommen wird (vgl. Abb.).

Somit ergibt sich eine geteilte Verantwortung zum Ausgleich der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren: Der zentrale Einsammler ist für die Güte der Einspeiseprognosen verantwortlich, welche kurzfristig anteilig in die Bilanzkreise der Vertriebe eingestellt werden. Prognose-IST-Abweichungen nach dem Wälzungszeitpunkt liegen nicht mehr in der Verantwortung der Vertriebe, sondern beim zentralen Akteur. Den Vertrieben obliegt es schließlich, weiterhin eine hohe Güte der eigenen Lastprognosen aufrechtzuerhalten und überdies eine zunehmend flexiblere Residualbeschaffung zu beherrschen.

Das Modell der Echtzeitwälzung kann auf Grundlage zentraler Einspeisevorhersagen von erneuerbaren Erzeugungsanlagen bestmögliche Prognosegüten gewährleisten und Transaktionskosten gering halten. Mit Zunahme der geographischen Verteilung von Anlagen gleichen sich lokale Prognosefehler besser aus. Gesamtsystemisch ist daher eine möglichst großflächige Prognose stets vorzuziehen.

Anhand der Verbrauchsprognosen des Folgemonats sämtlicher Vertriebe wird ein fixierter, jeweils individueller Zuteilungsfaktor bestimmt. Dieser Zuteilungsfaktor bestimmt sowohl den Anteil der vom jeweiligen Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu tragenden Kosten als auch, welchen Anteil des Profils an fluktuierender Einspeisung der jeweilige Energieversorger, unabhängig von seiner tatsächlichen Last, eingestellt bekommt. Daraus können (ungewollte) Überdeckungen folgen, welche aus Gründen des ausgeglichenen Bilanzkreises zwingend glattgestellt werden müssen – und zwar immer dann, wenn die Lastkurve der einzelnen Vertriebe (auch in einzelnen Stunden) unter seiner Zuteilung liegt. Gleichzeitig setzt dies den gewünschten Anreiz, potenzielle Überdeckungen im individuellen Lieferantenbilanzkreis – etwa durch DSM-Maßnahmen – bestmöglich zu nutzen.

### Was kostet die Echtzeitwälzung?

Die physikalische Wälzung erfordert seitens der Vertriebe (aufgrund der Zuweisung gewälzter Mengen) eine zusätzliche Bewältigung von Mengen-, Marktpreis- und Korrelationsrisiken. Das Mengenrisiko besteht darin, dass im Vorfeld die gewälzte Menge der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren zu bestimmen ist. Neben der unterschiedlichen Volllaststundenzahl sind der Ausbau an zusätzlicher Leistung und die einhergehende Verteilung auf die Vertriebe unsicher. Je größer die gewälzte Menge, desto höher die Kosten, solange die EEG-Vergütung über den Marktpreisen liegt. Somit besteht das Risiko in einer Unterschätzung der gewälzten Menge.

Sowohl die durchschnittlichen EEG-Vergütungen als auch die am Spotmarkt vorliegenden Marktpreise sind im Vorfeld unsicher. Die EEG-Vergütungen hängen ebenso von der tatsächlichen Einspeisung der jeweiligen Technologie ab, wie auch vom zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren. Nach dem beschriebenen Grundmodell wird der durchschnittliche EEG-Vergütungspreis im Vormonat festgelegt. Möchte man diesen schon im Vorfeld festlegen, können bei Fehleinschätzung Verluste entstehen. Weiterhin ist der Spotpreis in der jeweiligen Stunde unsicher, so dass auch ein Marktpreisrisiko vorliegt.

Es ist davon auszugehen, dass Mengen- und Preisrisiken gemeinsam auftreten und so das Gesamtrisiko im Vergleich zur Einzelbewertung durch ein Korrelationsrisiko erhöhen. Durch den Merit Order-Effekt der erneuerbaren Energien ist bei hoher Einspeisung ein niedriger Börsenpreis zu erwarten. Gleichzeitig muss der Vertrieb jedoch in dieser Situation eine hohe Menge fix vergüteten erneuerbaren Stroms aufnehmen.

Aufgrund dieser Risiken vermuten verschiedene Marktakteure bei ihrer Einführung eine Kostensteigerung, die durch den Kunden zu tragen wäre. Um diese Vermutungen zu überprüfen, wurde im Rahmen des Projekts [1] eine Analyse mit einer vergleichenden Modellierung von Energy Brainpool durchgeführt. Dabei sind verschiedene Strategien identifiziert worden, die der Vermarkter wählen kann:

- Vollständige Risikoabwälzung auf Kunden durch ex-post-Verrechnung;

- Preisfixierung der eingewälzten fluktuierend eingespeisten EE-Mengen;
- Gesamtkostenfixierung für den Kunden.

Werden sämtliche Risiken auf den Kunden übertragen, indem eine ex-post-Verrechnung durchgeführt wird, sind keine Risikofaktoren mehr einzubeziehen. Die physikalische Wälzung würde dem heutigen System des EEG-Umlagekontos entsprechen, wenn Gewinne und Verluste inklusive Zinsen im Folgejahr verrechnet werden, nur dass die Vermarktung nicht zentral vom ÜNB, sondern von den Vertrieben durchgeführt wird.

Alternativ könnten die Kosten monatlich ex-post dem Kunden in Rechnung gestellt werden. In der zweitgenannten Strategie übernimmt der Lieferant gegen Zahlung eines Risikoaufschlags die angeführten Preis- und Korrelationsrisiken. Über den Terminmarkt kann der Preis für Strommengen im Vorfeld wertneutral abgesichert werden. Das Marktpreisrisiko lässt sich so zum Teil vermindern, die verbleibenden Unsicherheiten sind jedoch in Form von Risikofaktoren einzupreisen.

Bei der getroffenen Annahme, in 95 % der Fälle keinen Verlust auf Seiten der Vertriebe zu generieren, ergibt sich ein Risikofaktor von 11,68 €/MWh für die gewälzte Strommenge. Bezogen auf die vom Kunden verbrauchte Kilowattstunde schwankt der benötigte Risikozuschlag in den Einzelmotaten zwischen 0,05 und 0,2 ct/kWh [2]. Bei zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien wird dieser Anteil weiter ansteigen.

Die dritte Strategie zielt auf eine vollständige Risikoabsicherung des Endkunden. Da-

www.kisters.de/prognose

## BelVis Prognosen

Hochpräzise - Effizient - Universell



Über den gezielten Einsatz innovativer Prognose- und Analyseverfahren erreichen Prognosen mit der Software BelVis eine überaus hohe Güte. Zum Beispiel für Strom, Gas, Wind, Photovoltaik, Fernwärme und Preise. Anwenderfreundlich und automatisiert lassen sich tausende von Prognosen parallel betreiben. Profitieren Sie von unserer Erfahrung.

KISTERS

bei wird das Mengenrisiko gänzlich durch Risikoaufschläge abgesichert, da dies über die Teilnahme an den bestehenden Märkten nicht möglich ist. Unterstellt man eine 95-prozentige Konfidenz, die gewälzten Mengen nicht zu unterschätzen, ergeben sich, bezogen auf die verbrauchte Kundenmenge, Risikofaktoren zwischen 0,15 und 1,4 ct/kWh. Durch den hohen Sicherheitsfaktor von 95 % können sich ggf. auch Erlösmöglichkeiten für den Vertrieb einstellen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Einführung der physikalischen Wälzung eine Vielzahl von Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien durch die Vertriebe eröffnet, die im jetzigen System nicht sinnvoll umsetzbar sind. Allerdings können im Zuge der Einführung der Echtzeitwälzung die einzelnen Strategien und Ausgestaltungen der Vertriebe zu Irritationen beim Strompreisvergleich führen. Damit Vertriebe die Risiken minimieren können, müssen die Preisfestsetzungen zudem deutlich kurzfristiger erfolgen. Im jetzigen System übernimmt der Verbraucher sämtliche Risiken, die bei der Echtzeitwälzung von den Vertrieben übernommen werden können, aber nicht müssen. Der Umgang mit und die Übernahme von Risiken wären dann dem Wettbewerb zwischen den Vertrieben unterworfen.

### Freiräume für eine echte Grünstromvermarktung

Aufgrund der eingangs angeführten Motive stellt das verbindliche Wälzungsmodell die Referenz für die zukünftigen Anforderungen an die Marktrolle der Vertriebe dar und sollte demnach als Basismodell aufgefasst werden. Nachvollziehbare Gründe wie bspw. die besondere Anlagenkenntnis oder ein besonders passendes Einspeiseprofil konkreter Anlagen waren der Anlass, für die Marktakteure zudem eine Alternative zuzulassen, die optional genutzt werden kann. Das Ergebnis dieser Überlegungen ist ein individueller Portfolio-Ansatz mit eingebundenen EEG-Anlagen als wesentliche Größe. Dabei muss das individuell unter Vertrag genommene EEG-Anlagenportfolio der Vertriebe möglichst gut das nationale Portfolio der dargebotsabhängigen EEG-Anlagen widerspiegeln.

Dieser Ansatz stärkt die Einflussmöglichkeiten der Vertriebe im Vergleich zur ver-

bindlichen Echtzeitwälzung, was dadurch ermöglicht wird, dass den Vertrieben keine kurzfristig prognostizierten EE-Mengen aus dem durchmischten Pool aller bundesdeutschen Anlagen eingestellt werden, sondern sie selbstständig eigene Anlagen auswählen und technologiedifferenziert ein monatliches Minimum an eingebundener Anlagenleistung bzw. Arbeit erfüllen können. Grundlage des Zurechnungsfaktors der EE-Arten-scharfen Anlagenleistung ist erneut die Absatzprognose des Folgemonats.

EE-Arten, die der Vertrieb nicht individuell einbinden möchte, werden nach dem Basismodell der Wälzung bilanziell in die Bilanzkreise der Lieferanten eingestellt. Um einen Wettstreit um die billigsten Anlagen (geringste Vergütungskosten) und ggf. eine ungerechtfertigte Besserstellung einzelner Akteure zu vermeiden, begrenzen entsprechende Restriktionen oder Zusatzzahlungen die Attraktivität jener Anlagen. Flankierende Regelungen sollen Übervorteilungen einzelner Akteure verhindern.

### Wettbewerb in der Systemtransformation schaffen

Das Modell der Echtzeitwälzung mit dem bundesdurchschnittlichen Einspeiseprofil der Erneuerbaren regt alle Vertriebe dazu an, an der Integration insbesondere der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien energiewirtschaftlich sinnvoll mitzuwirken. Bestehende Beziehungen zu vertrauten Einzelanlagen sowie der Freiheitsgrad, lastkomplementäre Anlagen zu suchen, können im Modell der Echtzeitwälzung bewahrt bleiben. Hierzu wurde ein optionaler individueller Portfolio-Ansatz angeregt, der vergleichbare Anforderungen an die Vertriebe stellt und somit eine Alternative zur verbindlichen Echtzeitwälzung ermöglicht. Der vorgeschlagene Ausgestaltungsansatz ist ein nach Technologiearten differenzierendes Portfoliomodell mit der eingebundenen Leistung als wesentliche Größe.

Er zeigt auf, dass die Echtzeitwälzung als Basismodell durchaus die Fortsetzung vertrauter Prozesse erlaubt, in der Folge jedoch eine intensivierte und wettbewerblich orientierte Anpassung des Geschäftsmodells der Stromvertriebe an die Herausforderungen der Systemtransformation ermöglicht. Es handelt

sich dabei um einen ordnungsrechtlichen Ansatz, der wettbewerbliche Möglichkeiten eröffnet, mit kreativen Lösungen die Systemintegration der erneuerbaren Energien auf dezentraler Ebene voranzubringen und die Vertriebe als Hauptakteure im Maschinenraum der Energiewende zu stärken. Damit werden Risiken und Chancen verstärkt in die Hände derjenigen gelegt, die damit umgehen, ihre Kompetenzen einsetzen und stabile Geschäftsmodelle entwickeln können.

Gleichzeitig behalten die EE-Anlagenbetreiber die immer noch erheblichen Risiken, die in ihrer Wetterabhängigkeit und in der (industriellen) Anlagentechnik stecken. Die dritte Gruppe der Marktteilnehmer, die Kunden, wären ein Stück weit von dem bislang bestehenden Preisrisiko entlastet und können durch den verstärkten Vertriebswettbewerb profitieren.

Außerdem zeigt die monetäre Bewertung der Vertriebsrisiken, dass das Modell zum aktuellen Zeitpunkt keine signifikanten Strompreiserhöhungen nach sich ziehen würde. Im Gegenteil, die Vertriebe hätten die Chance auf zusätzliche Geschäftsfelder, wären früher in dem Energiemarkt der Zukunft angekommen und die Kunden könnten von mehr Wettbewerb und einem größeren Produktangebot profitieren. Sinnvoll erscheint es, auf diesem Weg zunächst einen ersten Schritt mit der Einführung eines individuellen Portfolio-Ansatzes zu tun.

### Anmerkungen

[1] IZES/Energy Brainpool (Hauser, E.; Luxemburger, M.; Sabatier, M.; Lenck, T.; Schmiedeke, S.): Wettbewerbliche Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien, Monetäre Konsequenzen des Modells der Echtzeitwälzung sowie potenzielle Freiheitsgrade für aktive Akteure, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), Saarbrücken, Juli 2014.

[2] Im Rahmen der Strategien 2 und 3 wurden die historischen Datensätze der Jahre 2009 bis 2012 analysiert.

*Dr. H. Falk, Geschäftsführer, Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE), Berlin; Prof. Dr. U. Leprich, wissenschaftlicher Leiter, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gGmbH, Saarbrücken*  
leprich@izes.de  
hermann.falk@bee-ev.de