



FORMAET

Services GmbH

Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien

EIN BERICHT FÜR DIE BUNDESNETZAGENTUR

Oktober 2011

Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Executive Summary	v
1 Einleitung	1
1.1 <i>Hintergrund</i>	1
1.2 <i>Aufgabenstellung</i>	2
1.3 <i>Unser Vorgehen</i>	2
2 Rahmenbedingungen und Zielsetzung	3
2.1 <i>Aktuelle Vermarktungsoptionen</i>	3
2.2 <i>Zielsetzung für die Drittvermarktung</i>	4
2.3 <i>Rechtliche Rahmenbedingungen und Prämissen für die Drittvermarktung</i>	6
3 Nutzen und Kosten der Drittvermarktung	7
3.1 <i>Anforderungen an Drittvermarktung</i>	7
3.2 <i>Potenziale zur Steigerung der Systemeffizienz</i>	8
3.3 <i>Verteilungseffekte</i>	14
3.4 <i>Ordnungspolitische Zielsetzungen</i>	16
3.5 <i>Zusammenfassung</i>	19
4 Optionen für eine Drittvermarktung	21
4.1 <i>Grundkonzeption</i>	21
4.2 <i>Mögliches Modell für eine Implementierung</i>	26
4.3 <i>Zusammenfassung</i>	44

Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien

Abbildung 1. Vermarktungsoptionen nach EEG	4
Abbildung 2. Grundsätzliche Vermarktungsoptionen für EEG-Strom	5
Abbildung 3. Sukzessive Überprüfung der Vorteilhaftigkeit von Drittvermarktung	8
Abbildung 4. Eingrenzung möglicher Drittvermarktungsmodelle	26
Abbildung 5. Segmentierung der EEG-Mengen	32
Abbildung 6. Ermittlung der bilanziellen Ist-Erzeugung am Beispiel der onshore Winderzeugung	36
Abbildung 7. Energetische Abwicklung der EEG Mengen über Bilanzkreise	38
Tabelle 1. Mögliche Ansätze für die Drittvermarktungs-Bilanzierung	40

Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien

AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
DVM	Drittvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbares Energien Gesetz
HoBa	Horizontaler Belastungsausgleich
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
PV	Photovoltaik
SEP	Synthetisches Einspeiseprofil
TEP	Tagesparameterabhängiges Einspeiseprofil
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Executive Summary

Die Bundesnetzagentur hat Frontier Economics und Formaet Services beauftragt, die sog. Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien grundsätzlich zu bewerten und ein mögliches Modell zu entwickeln und zu evaluieren. In diesem Abschnitt fassen wir die Ergebnisse unserer Analysen zusammen.

Hintergrund und Aufgabenstellung

Der überwiegende Teil der über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergüteten Stroms wird derzeit treuhänderisch durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarktet. Seit Januar bzw. Februar 2010 ist die Art und Weise der Vermarktung dabei durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) bzw. die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) präzise vorgegeben. Nach rund eineinhalb Jahren Erfahrung mit der Anwendung dieses Modells stellt sich die Frage, wie dieses perspektivisch weiterentwickelt und verbessert werden kann. Hierzu wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß §9 AusglMechV einen Evaluierungsbericht vorlegen. Dabei ist insbesondere die perspektivisch von der AusglMechV vorgesehene Möglichkeit zur Übertragung der Vermarktungstätigkeiten von den ÜNB auf Dritte („Drittvermarktung“) zu diskutieren.

Es stellt sich die Frage, inwieweit es über eine Drittvermarktung gelingen kann, zusätzliche Vermarktungswege für (im Umlageverfahren) EEG-vergüteten Strom zu erschließen und damit insgesamt Effizienzvorteile zu generieren, bzw. zumindest die Höhe der notwendigen EEG-Umlage zu verringern. Zudem kann es ggf. gelingen, die Erneuerbaren Energien durch die Drittvermarktung perspektivisch näher an die direkte Marktintegration heranzuführen, wie es beispielweise im Rahmen der EEG Novelle 2012 durch die Direktvermarktung angestrebt wird.

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur das Konsortium aus Frontier Economics Ltd. („Frontier“) und der Formaet Services GmbH („Formaet“) beauftragt, mögliche Ansätze der Drittvermarktung und deren ökonomisches Potenzial zu analysieren. Dabei gilt es, zu beantworten:

- **Potenzial für Drittvermarktung** – Inwiefern ist die Drittvermarktung unter Abwägung von Kosten und Nutzenaspekten generell geeignet, die vorangehend genannten Erwartungen an die damit verbundenen positiven Effekte zu erfüllen?

- **Entwicklung möglicher Ansätze zu Implementierung einer Drittvermarktung** – Unabhängig von den Ergebnissen der ersten Fragestellung diskutieren wir, wie eine Drittvermarktung möglichst sinnvoll implementiert werden könnte.

Die Bearbeitung der beiden Fragestellungen erfolgt weitestgehend unabhängig voneinander. Insbesondere diskutieren wir im Rahmen der zweiten Fragestellung mögliche Implementierungsoptionen einer Drittvermarktung trotz des Ergebnisses der vorangegangenen Potenzialprüfung, die ergibt, dass sich die Vorteilhaftigkeit der Drittvermarktung nicht eindeutig belegen lässt. Im Folgenden fassen wir unsere Ergebnisse zusammen:

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Für die Bestimmung des Potenzials einer Drittvermarktung analysieren wir, welche **Nutzen und Kosten** mit einer Drittvermarktung verbunden wären und inwiefern durch eine Einführung Verbesserungen gegenüber dem Status Quo der Vermarktung durch die ÜNB zu erwarten wären.

Wir unterscheiden und analysieren dabei drei Dimensionen von Effekten:

- Mögliche Potenziale für Verbesserungen der **Systemeffizienz** liegen im Bereich der Terminvermarktung, der Portfoliobildung und der Prognoseverbesserung. Insgesamt sind jedoch im Vergleich zu der zentralen ÜNB-Vermarktung keine klar quantifizierbaren Potenziale identifizierbar. Inwieweit erwartete Effizienzverbesserungen die Kosten einer Einführung von Drittvermarktung rechtfertigen, ist ex-ante unsicher.
- Unsere Analysen zu **Verteilungseffekten** (insbesondere Wirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage) zeigen, dass ohne Steigerungen der Systemeffizienz von einer Drittvermarktung allein keine Potenziale zur Senkung der Umlage ausgehen werden. Durch die Notwendigkeit, dass für Drittvermarkter Anreize zur Teilnahme an der Drittvermarktung gesetzt werden müssen, ergibt sich zudem die Möglichkeit einer Umlagesteigerung.
- **Ordnungspolitische Ziele** wie ein Entgegenwirken von Konzentrationstendenzen der Vermarktung von EE-Strom bei den ÜNB können die Einführung einer Drittvermarktung begründen. Allerdings werden diese Ziele durch die Neugestaltung der Direktvermarktung (u.a. optionale Marktprämie) unmittelbar adressiert.

Letztlich existieren somit keine eindeutigen Hinweise, dass eine Drittvermarktung gegenüber dem heutigen Vermarktungssystem signifikante Vorteile mit sich bringen würde. Es ist insbesondere fraglich, ob die Einführung einer Drittvermarktung zu einer finanziellen Entlastung der Stromverbraucher führen würde.

Die mit der Drittvermarktung verfolgten Ziele werden ebenfalls durch die Direktvermarktung adressiert. Die Effizienzgewinne einer Direktvermarktung sind u.a. wegen möglicher Eingriffe in den Anlageneinsatz voraussichtlich höher als die der Drittvermarktung. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, zunächst die Entwicklung der Direktvermarktung nach der EEG-Novelle 2012 abzuwarten, bevor über die Einführung einer Drittvermarktung entschieden werden sollte. Sollte die Direktvermarktung nicht die Erwartungen erfüllen, ist zudem zu prüfen, inwieweit die angestrebten Ziele nicht alternativ durch eine weitere Modifikation der Direktvermarktung erreicht werden könnten

Optionen für eine Drittvermarktung

Unabhängig von der vorangehenden grundsätzlichen Beurteilung von Kosten und Nutzen einer Drittvermarktung diskutieren wir die mögliche Ausgestaltung einer Drittvermarktung für den Fall einer Einführung. Im Folgenden fassen wir unsere Handlungsempfehlungen diesbezüglich zusammen:

- Die Drittvermarktung sollte **sukzessive** eingeführt werden. Das bedeutet, zunächst nur begrenzte Teil-EEG-Mengen in die Drittvermarktung zu überführen. Auf diese Weise lassen sich Erfahrungen mit der Drittvermarktung sammeln, ohne in einem Zuge das nur schwer kalkulierbare Risiko einer Gesamtumstellung des Vermarktungssystems einzugehen.
- Die ÜNB-Vermarktung sollte als **Fall-Back-Option** parallel weiter betrieben werden. Damit würden die Übertragungsnetzbetreiber Vermarktungsaufgaben der nicht unter Drittvermarktung fallenden Mengen sowie administrative Aufgaben wie das Pflegen des Anlagenregisters oder Abrechnungsaufgaben weiterhin übernehmen.
- Die Ausgestaltung eines möglichen Drittvermarktungsmodells sollte daran ausgerichtet sein, möglichst große Nutzenpotenziale zu realisieren. Hierfür sind insbesondere die **Systemeffizienz** sowie **Verteilungswirkungen** entscheidend. Ein mögliches Drittvermarktungsmodell könnte vor diesem Hintergrund wie folgt ausgestaltet werden:

- Es werden technologiespezifische Tranchen für **Wind-Onshore** und **Photovoltaik** vergeben. Die Vergabe erfolgt in öffentlichen, diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungen durch die ÜNB.
- Es erfolgt zunächst eine Beschränkung der Drittvermarktung auf eine Teilmenge (zunächst z.B. ca. **10 %**) der im Umlageverfahren geführten Kapazitäten, aufgeteilt z.B. in **50 MW** Tranchen.
- Die drittvermarkteten Kapazitäten werden in **Jahres-, Quartals- und Monatsprodukten** vermarktet (z.B. zu gleichen Teilen). Die Ausschreibung erfolgt mit jeweils 2 Monaten Vorlauf.
- Drittvermarkter haben entweder einen **Fixpreis** (in €/MWh) **oder** eine **Prämie auf den Spotpreis** (in €/MWh) zu bezahlen.
- Der Drittvermarkter erhält dabei **volle Verantwortung** für den (Sub-) **Bilanzkreis** der DVM-Anlagen.
- Die anzurechnenden Mengen ergeben sich dabei aus dem (variablen) Anteil der DVM-Tranche an der gesamten technologiespezifischen, nicht direkt-vermarkteten **„Ist“-Erzeugung** (basierend auf Leistungsmessung bzw. Referenzmessmethode).
- Bezug für die Ableitung des Portfolios kann entweder der **Regelzonenbilanzkreis** oder die **bundesweite** Summe der Regelzonenbilanzkreise sein.

Anpassungen des Drittvermarktungsmodells können im Zuge der Auswertung der Erfahrungen mit dem Grundmodell sukzessive implementiert werden.

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur hat Frontier Economics und Formact Services beauftragt, die sog. Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien grundsätzlich zu bewerten und ein mögliches Modell zu entwickeln und zu evaluieren. In diesem Gutachten fassen wir die Ergebnisse unserer Analysen zusammen.

1.1 Hintergrund

Der überwiegende Teil der über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergüteten Stroms wird derzeit treuhänderisch durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vermarktet. Seit Januar bzw. Februar 2010 ist die Art und Weise der Vermarktung dabei durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) bzw. die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) präzise vorgegeben. Dadurch ist der Handlungsspielraum bei der Vermarktung durch die ÜNB stark eingeschränkt. Z.B. darf nach §2, Abs. 2 AusglMechV „die Vermarktung [...] nur am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse erfolgen“.

Nach rund eineinhalb Jahren Erfahrung mit der Anwendung dieses Modells stellt sich die Frage, wie dieses perspektivisch weiterentwickelt und verbessert werden kann. Gemäß §9 AusglMechV wird die Bundesnetzagentur (BNetzA) dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie einen Evaluierungsbericht vorlegen. Dabei ist insbesondere die perspektivisch von der AusglMechV vorgesehene Möglichkeit zur Übertragung der Vermarktungstätigkeiten von den ÜNB auf Dritte („Drittvermarktung“) zu diskutieren (§11, Abs. 4 ermächtigt die BNetzA die „Übertragung der Aufgabe der Vermarktung auf Dritte in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren, insbesondere die Einzelheiten der Ausschreibung und die Rechtsbeziehungen der Dritten zu den Übertragungsnetzbetreibern, zu regeln“).

Es stellt sich die Frage, inwieweit es über eine Drittvermarktung gelingen kann, zusätzliche Vermarktungswege für (im Umlageverfahren) EEG-vergüteten Strom zu erschließen und damit insgesamt Effizienzvorteile zu generieren, bzw. zumindest die Höhe der notwendigen EEG-Umlage zu verringern. Zudem kann es ggf. gelingen, die Erneuerbaren Energien durch die Drittvermarktung perspektivisch näher an die direkte Marktintegration heranzuführen, wie es beispielweise im Rahmen der EEG Novelle 2012 durch die Direktvermarktung angestrebt wird.

1.2 Aufgabenstellung

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur das Konsortium aus Frontier Economics Ltd. („Frontier“) und der Formaet Services GmbH („Formaet“) beauftragt, mögliche Ansätze der Drittvermarktung und deren ökonomisches Potenzial zu analysieren. Dabei gilt es, zwei Fragestellungen zu beantworten:

- **Potenzial für Drittvermarktung** – Inwiefern ist die Drittvermarktung unter Abwägung von Kosten und Nutzenaspekten generell geeignet, die eingangs genannten Erwartungen an die damit verbundenen positiven Effekte zu erfüllen?
- **Entwicklung möglicher Ansätze zur Implementierung einer Drittvermarktung** – Unabhängig von den Ergebnissen der ersten Fragestellung soll die Frage beantwortet werden, wie eine Drittvermarktung möglichst sinnvoll implementiert werden könnte.

Die Bearbeitung der beiden Fragestellungen erfolgt weitestgehend unabhängig voneinander. Insbesondere diskutieren wir im Rahmen der zweiten Fragestellung mögliche Implementierungsoptionen einer Drittvermarktung trotz des Ergebnisses der vorangegangenen Potenzialprüfung, die ergibt, dass sich die Vorteilhaftigkeit der Drittvermarktung nicht eindeutig belegen lässt.

Zu beiden Fragestellungen stellen wir im Folgenden unsere Analysen vor.

1.3 Unser Vorgehen

Unser Vorgehen orientiert sich an der zweigeteilten Fragestellung. Hierzu gliedern wir das weitere Gutachten wie folgt:

- In **Abschnitt 1** gehen wir zunächst auf die Rahmenbedingungen und Zielsetzungen unserer Analyse ein und ordnen dabei die Möglichkeit der Drittvermarktung in die verschiedenen möglichen Vermarktungsoptionen für EEG-Strom ein.
- In **Abschnitt 2** analysieren wir Kosten und Nutzen der Drittvermarktung, um darauf basierend eine Einschätzung über das Potenzial der Einführung einer Drittvermarktung abzuleiten.
- In **Abschnitt 3** diskutieren wir – unabhängig von dem generellen Potenzial – mögliche Optionen für die Einführung einer Drittvermarktung und identifizieren die unter den gegebenen Möglichkeiten für eine Drittvermarktung vielversprechendste Alternative.
- In **Abschnitt 4** fassen wir unsere Analysen zu einem Fazit zusammen.

Einleitung

2 Rahmenbedingungen und Zielsetzung

In den folgenden Abschnitten

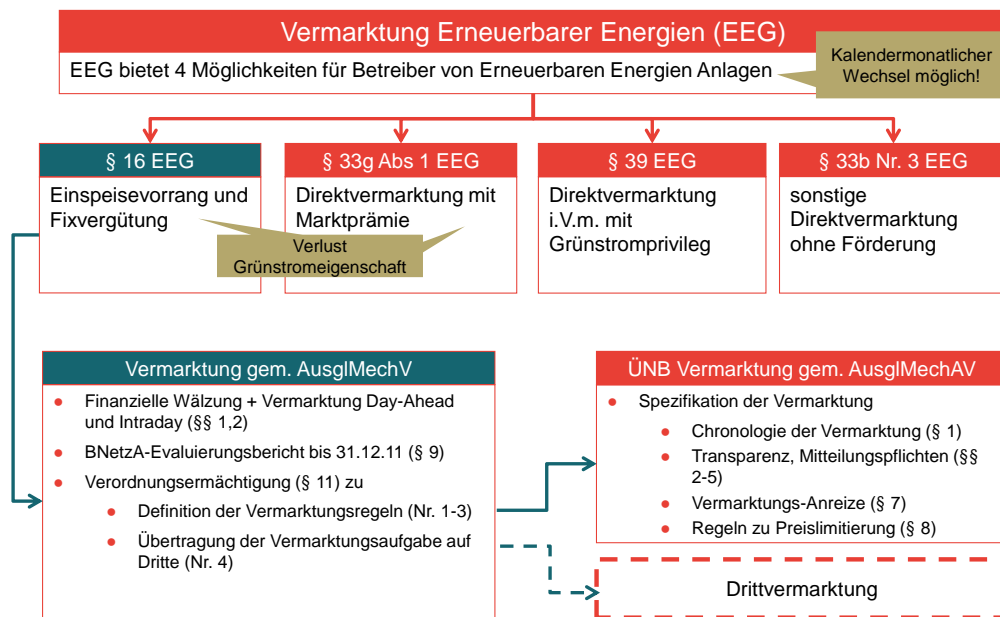
- zeigen wir, wie sich die Drittvermarktung in die aktuellen Vermarktungsoptionen für EEG-Strom einordnen lässt (Abschnitt 2.1);
- konkretisieren wir die mit der Drittvermarktung verbundenen Zielsetzungen (Abschnitt 2.2); und
- gehen wir abschließend auf die Rahmenbedingungen und Prämissen ein, die wir unseren Analysen zu Grunde gelegt haben (Abschnitt 2.3).

2.1 Aktuelle Vermarktungsoptionen

Mit der EEG-Novelle 2012 ergeben sich für die Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien (EE-Strom) prinzipiell bereits vier verschiedene Vermarktungswege (Vgl. **Abbildung 1**)

- Fixvergütungsanspruch unter Beibehaltung des Einspeisevorrangs (§16 EEG);
- Direktvermarktung unter Erhalt einer Marktprämie (§33g Abs. 1 EEG);
- Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg (§39 EEG); sowie die
- sonstige Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG).

Die Vermarktung des unter Inanspruchnahme der Vergütung (§16 EEG) erzeugten Stroms erfolgt dabei zur Zeit entsprechend §2 der AusglMechV ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) am vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse. Die Details der Vermarktung werden dabei durch die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) konkretisiert.

Abbildung 1. Vermarktungsoptionen nach EEG

Quelle: Frontier Economics.

Die Möglichkeit zur Drittvermarktung des EEG-Stroms ergibt sich aus der vom Gesetzgeber vorgesehenen Option, per Rechtsverordnung (nach §11 Nummer 4 AusglMechV) die Aufgabe zur Vermarktung von den ÜNB auf Dritte zu übertragen. Gegenstand der Drittvermarktung ist allein eine teilweise oder vollständige Übernahme von nach §16 EEG vergüteten Mengen aus der ÜNB-Vermarktung. Eine zusätzliche direkte Interaktion mit den anderen Vermarktungswegen existiert nicht. Für die weitere Analyse bedeutet dies, dass eine Evaluierung der Drittvermarktung insbesondere im Vergleich zum Status Quo, d.h. der zentralen Vermarktung der Mengen durch die ÜNB nach §2 AusglMechV, zu erfolgen hat.

2.2 Zielsetzung für die Drittvermarktung

Die Zielsetzungen der Drittvermarktung korrespondieren mit zu erwartenden Nutzen, die wir in Abschnitt 3 näher erläutern. Im politischen Prozess war eines der wesentlichen Ziele der Option der Drittvermarktung, den Konzentrationseffekten entgegenzuwirken, die sich daraus ergeben, dass signifikante Mengen der Stromerzeugung zentral über wenige Akteure (die vier ÜNB) vermarktet werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund eines zu erwartenden weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien zu sehen.

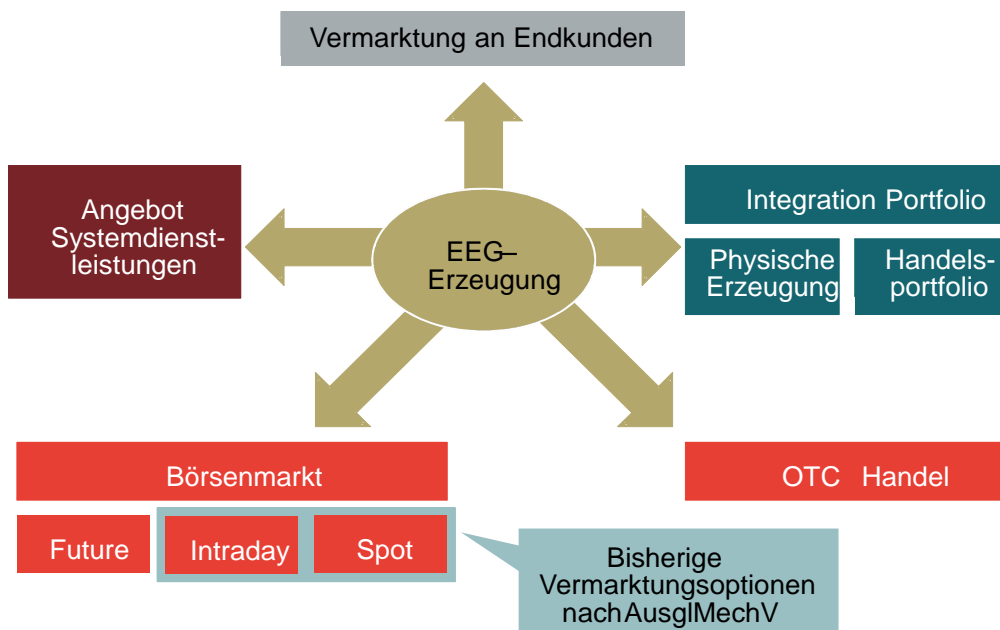
Zudem ergeben sich einige der zentralen Erwartungen an die Drittvermarktung aus der damit verbundenen Möglichkeit, einem Vermarkter, der kein Netzbetreiber

Rahmenbedingungen und Zielsetzung

ist, größere Freiheiten bei der Vermarktung der nach §16 vergüteten Strommengen zu erlauben. Aufgrund der Sonderstellung übernehmen die ÜNB die Vermarktung aktuell rein treuhänderisch auf Basis klarer Vermarktungsvorgaben (AusglMechV bzw. AusglMechAV). Im Gegenzug wird den ÜNB erlaubt, unternehmerische Risiken aus der Vermarktung über die EEG-Umlage zu sozialisieren.

Im Rahmen einer Drittvermarktung könnten dem Vermarkter prinzipiell größere Freiheiten in der Vermarktung – unter Übernahme eines unternehmerischen Risikos – ermöglicht werden (vgl. **Abbildung 2**). Die Erwartung dabei ist, dass es über eine Drittvermarktung möglicherweise gelingen kann, zusätzliche Vermarktungswege für EEG-vergüteten Strom zu erschließen und damit insgesamt Effizienzvorteile zu generieren und / oder ggf. die Höhe der notwendigen EEG-Umlage zu verringern.

Abbildung 2. Grundsätzliche Vermarktungsoptionen für EEG-Strom



Quelle: Frontier Economics.

2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen und Prämissen für die Drittvermarktung

In unseren Analysen gehen wir grundsätzlich vom aktuellen Rechtsrahmen aus. Fokus der Betrachtung sind dementsprechend Vermarktungsoptionen und Ausgestaltungsformen für die Drittvermarktung entsprechend des EEG 2012 in Verbindung mit den jeweils aktuellsten Versionen des EnWG, der AusglMechV bzw. der AusglMechAV. Darüber hinaus geben wir an verschiedenen Stellen Hinweise für Ausgestaltungsoptionen, die außerhalb des aktuellen Rechtsrahmens liegen. Dies machen wir explizit kenntlich.

Aus diesem Ansatz ergeben sich für die Analysen insbesondere folgende Prämissen:

- **Beibehaltung des Einspeisevorrangs** – Für eine Drittvermarktung gilt das Recht auf Vorrang für Erneuerbarer Energien, wodurch sich eine Verpflichtung des Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung (§ 8 EEG) ergibt, die nur in Ausnahmefällen (z.B. drohenden Netzengpässen) aufgehoben ist (§ 11 EEG, § 13 EnWG).
- **Keine Möglichkeit zum Eingriff in den Anlagendispatch** – Aus der Beibehaltung des Einspeisevorrangs ergibt sich für die Drittvermarktung die Vorgabe, dass ein Eingriff in den Anlagendispatch (d.h. die Fahrweise der Erzeugungsanlagen) durch den Drittvermarkter ausgeschlossen ist. Hieraus ergibt sich ein wesentlicher Unterschied zu einer Direktvermarktung (Marktprämie / Grünstromprivileg), bei der u.a. eine marktoptimierte Anpassung der Erzeugung explizit angestrebt wird.
- **Wahlfreiheit bezüglich der Vermarktungswege** – Eine Drittvermarktung steht prinzipiell in Konkurrenz zu anderen Vermarktungswegen gemäß EEG (vgl. Abschnitt 2.1). D.h. Anlagenbetreiber haben prinzipiell die Möglichkeit, sich monatlich neu für einen Vermarktungsweg zu entscheiden. Für die Drittvermarktung folgt hieraus wie für die aktuelle ÜNB-Vermarktung eine mögliche Unsicherheit bezüglich des zu vermarkteten Anlagenportfolios (neben Zu-/Rückbau von Anlagen).

Für die in Abschnitt 4 diskutierten Ausgestaltungsoptionen besteht zudem die Einschränkung, dass für die Prognose und Bilanzierung von Erzeugungsmengen aus EEG-Anlagen im Rahmen einer Drittvermarktung nur die aktuell von den Marktakteuren erhobenen und verfügbaren Daten (zum Anlagenbestand und der Erzeugung) herangezogen werden können. In diesem Kontext diskutierten wir, inwiefern sich hieraus Einschränkungen für mögliche Drittvermarktungsmodelle ergeben und wie diese perspektivisch durch erweiterte Vorgaben beseitigt werden könnten.

Rahmenbedingungen und Zielsetzung

3 Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

In diesem Kapitel analysieren wir die grundsätzlichen Vor- und Nachteile einer Drittvermarktung gegenüber der derzeitigen Organisation der Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, insbesondere im Vergleich zur Vermarktung durch die ÜNB gemäß AusglMechV.

Ziel unsere Analyse ist es, eine Einschätzung über das grundsätzliche Potenzial der Einführung einer Drittvermarktung abzuleiten. Die Analyse erfolgt daher in diesem Kapitel weitgehend unabhängig von der Frage, ob und wie diese Potenziale mittels einer konkreten Ausgestaltung der Drittvermarktung realisiert werden können.

Hierzu

- diskutieren wir zunächst in Abschnitt 3.1 die Anforderungen an eine Drittvermarktung, damit diese zu einer Verbesserung gegenüber dem Status Quo der ÜNB-Vermarktung führt und stellen ein **Kriterienraster** vor, entsprechend dem wir in den folgenden Abschnitten unsere Analyse gliedern;
- identifizieren wir in Abschnitt 3.2 die möglichen Wirkungen einer Drittvermarktung auf die **Systemeffizienz**;
- diskutieren wir anschließend in Abschnitt 3.3 potenzielle **Verteilungseffekte**;
- thematisieren wir mögliche **ordnungspolitische Effekte** einer Drittvermarktung in Abschnitt 3.4; und
- in Abschnitt 3.5 fassen wir zusammen, inwieweit auf Basis unserer Analyseergebnisse eine Einführung einer Drittvermarktung **insgesamt vorteilhaft** erscheint.

3.1 Anforderungen an Drittvermarktung

Die Einführung eines Drittvermarktungssystems ist nur sinnvoll, wenn es gegenüber dem Status Quo der ÜNB-Vermarktung zu einer Verbesserung kommt. Die verschiedenen Ziele können dabei wie folgt priorisiert werden:

- **Systemeffizienz** – Zunächst ist sicherzustellen, dass eine Drittvermarktung zumindest neutrale Auswirkungen auf die Systemeffizienz hat. Hierzu, **bedarf es einer Steigerung der Systemeffizienz** um mindestens die durch die Drittvermarktung zusätzlich entstehenden Kosten.
- **Verteilungsziel** – Unabhängig von Änderungen der Systemeffizienz sind zudem die Verteilungseffekte einer Drittvermarktung zu berücksichtigen.

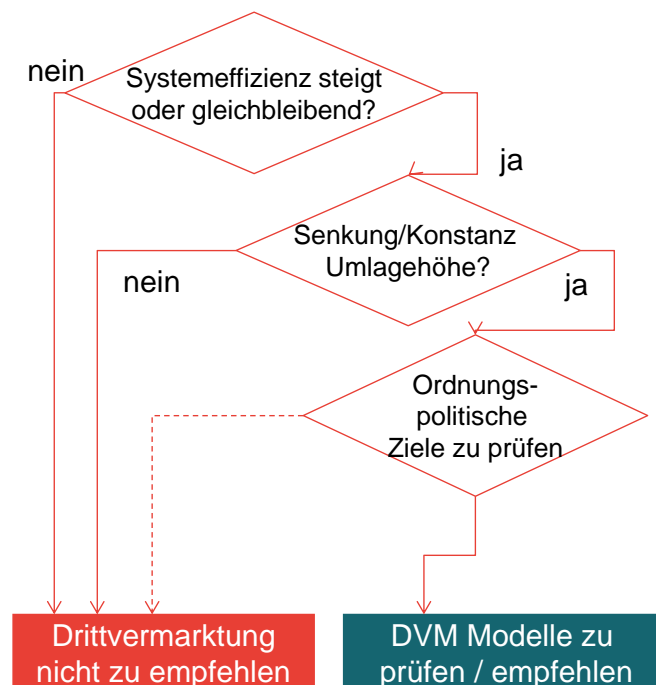
Hierzu gehören insbesondere Auswirkungen auf die **Umlagehöhe**, die aus Akzeptanzgründen zumindest nicht steigen sollte.

- **Ordnungspolitische Ziele** – Diese könnten eine Drittvermarktung begründen, wenn keine Nachteile bezüglich Effizienz und Verteilung vorliegen.

Abbildung 3 stellt das Kriterienraster zur Beurteilung einer Drittvermarktung noch einmal schematisch zusammen.

Dieses Raster nutzen wir in den folgenden Kapiteln zur Systematisierung möglicher Vor- und Nachteile (bzw. Nutzen und Kosten) der Drittvermarktung.

Abbildung 3. Sukzessive Überprüfung der Vorteilhaftigkeit von Drittvermarktung



Quelle: Frontier Economics.

3.2 Potenziale zur Steigerung der Systemeffizienz

Eine zentrale Frage bezüglich des Nutzens der Drittvermarktung ist, inwiefern diese einen Beitrag leisten kann, mögliche existierende Ineffizienzen im aktuellen System der ÜNB-Vermarktung zu beseitigen und somit einen gesamtwirtschaftlichen Beitrag zu leisten. In diesem Abschnitt identifizieren wir daher mögliche Bereiche, in denen durch die Einführung einer Drittvermarktung Effizienzvorteile realisiert werden können und schätzen die Größenordnung der zu erwartenden Effekte ab.

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Durch die Beibehaltung des Einspeisevorrangs (vgl. Abschnitt 2.3) ergeben sich durch eine Drittvermarktung keine Möglichkeiten zur direkten Beeinflussung der Einspeiseprofile (wie sie bspw. im Rahmen der Direktvermarktung möglich ist). Verbleibende Quellen für Effizienzsteigerungen konzentrieren sich daher vor allem auf die Bereiche

- Ausweitung der **Vermarktungsoptionen**;
- Nutzung von **Portfolioeffekten**; und
- Verbesserung der **Prognosegüte**,

auf die wir unsere Diskussion in den folgenden Abschnitten konzentrieren.

3.2.1 Ausweitung der Vermarktungsoptionen

Durch §2, Abs. 2 AusglMechV sind die Vermarktungsoptionen der ÜNB beschränkt auf den „vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse“. Damit sind zahlreiche der in **Abbildung 2** gezeigten Vermarktungswege und insbesondere die Vermarktung an Terminmärkten für die ÜNB ausgeschlossen.¹

Im Gegensatz zu der reglementierten ÜNB-Vermarktung sollen dem Drittvermarkter prinzipiell alle Vermarktungsoptionen offenstehen, insbesondere auch die Terminmärkte. Hierdurch können ggf. Effizienzvorteile erzielt werden, da

- evtl. eine effizientere Risikoallokation möglich wird und hierdurch eine Prämie erzielt werden kann; sowie
- aufgrund steigender Liquidität Märkte ggf. zu einem effizienteren Ergebnis finden.

Prämie durch Terminvermarktung

Erfahrungen zeigen, dass Energieversorger in ihrer Beschaffungsstrategie eher risikoavers agieren und entsprechend eine fristenkongruente Beschaffung gegenüber dem Spotmarkt präferieren. Steht dieser Nachfrage auf den Terminmärkten kein entsprechendes Angebot gegenüber, da z.B. die

¹ Ohne an dieser Stelle die Gründe für diese Entscheidung in vollem Umfang zu rekapitulieren ist festzuhalten, dass eine Vermarktung am Terminmarkt gegenüber einer Vermarktung im Spotmarkt immer eine "spekulative" Komponente beinhaltet, da bereits der Zeitpunkt der Absicherung am Terminmarkt eine aktive Handelsentscheidung darstellt. Selbst bei sehr klaren und engen Vorgaben über eine Absicherungsstrategie ist es letztlich eine Handelsentscheidung, ob ein Absicherungsgeschäft sofort oder erst in einigen Stunden getätigt wird. Insofern stellt sich die Frage, inwieweit vor dem Hintergrund der Entbündelung von Netzaktivitäten von anderen energiewirtschaftlichen Aktivitäten eine aktive Teilnahme der ÜNB am spekulativen Handelsgeschäft zulässig ist.

Stromerzeuger weniger risikoavers agieren oder Mengen wie bei der EEG-Vermarktung dem Markt nicht zur Verfügung stehen, könnte sich dies u.U. in Risikoprämien im Terminmarkt als Aufschlag auf erwartete Spotpreise bemerkbar machen. Zwar wird in der Theorie immer von einer Arbitragefreiheit zwischen Spot- und Terminmarkt ausgegangen. Die Historie hat jedoch gezeigt, dass dies jedoch keineswegs für alle Einzelperioden gelten muss und es erhebliche Abweichungen geben kann. Dies steht keineswegs im Widerspruch zu der Theorie, da temporäre Abweichungen in die eine und andere Richtung zum "Suchprozess" des Markts gehören.

Risikoprämien könnten sich Drittvermarkter, anders als die ÜNB heute, zunutze machen. Letztlich würden durch die Drittvermarktung Strommengen, die heute Spot vermarktet werden, für risikoaverse Stromnachfrager zugänglich gemacht. Eine dauerhaft stabile Terminmarktpremie lässt sich in einem liberalisierten Markt allerdings nicht erwarten, da dann dauerhaft profitable und risikolose Handelsstrategien möglich wären.

Drittvermarktung von EEG-Erzeugung bietet weiterhin teilnehmenden Marktparteien die Möglichkeit, entsprechende Positionen mengenmäßig abzusichern und sollte daher zu einer effizienteren Risikoallokation führen, da Volumenrisiken zu den Marktparteien wandern, die bereit sind, damit umzugehen. In einem liquiden Strommarkt sind Volumenrisiken allerdings von untergeordneter Bedeutung, da davon auszugehen ist, dass sich erforderliche Volumina immer beschaffen lassen - allerdings mit entsprechenden Preisrisiken.

Verbesserte Liquidität

Neben der Frage einer möglichen Terminmarktpremie führt die Beschränkung der gegenwärtigen ÜNB-Vermarktung auf die Spotmärkte zusätzlich zu dem Effekt, dass diese Strommengen grundsätzlich nicht für die Vermarktung auf Terminmärkten zur Verfügung stehen. Dieser Effekt wird sich zukünftig bei zunehmenden EEG-Mengen (im Umlageverfahren) weiter verstärken, so dass die dem Terminmarkt zur Verfügung stehenden Volumina tendenziell reduziert werden. Möglicherweise könnte hierdurch die langfristige Funktionsfähigkeit der Terminmärkte aufgrund abnehmender Liquidität gefährdet werden.

Durch unbeschränkte Vermarktungsoptionen in der Drittvermarktung könnte die Liquidität prinzipiell den Marktanreizen folgen und somit ggf. die Funktionsfähigkeit der Terminmärkte stützen. Grundsätzlich ist daher ein positiver Beitrag einer Drittvermarktung auf die Marktliquidität und damit effizientere Marktergebnisse zu erwarten.

Der Nutzen einer Drittvermarktung für die Marktliquidität ist konzeptionell begründbar, lässt sich allerdings nicht quantifizieren. Zudem sind die zu erwartenden Vorteile für die Terminmarktliquidität abhängig von den konkreten Ausgestaltungsmerkmalen des gewählten Vermarktungsmodells, die die

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Möglichkeiten und Anreize der Drittvermarktung zur Terminvermarktung determinieren (siehe Abschnitt 4).

3.2.2 Nutzung von Portfolioeffekten

Durch eine Drittvermarktung wird es möglich, EEG Erzeugung in bereits vorhandene (konventionelle) Erzeugungs- und Beschaffungsportfolien einzubinden. Gelingt es hierdurch, Erzeugungstechnologien bzw. Stromabsatz mit komplementärem Risikoprofil zu kombinieren lässt sich ggf. eine Risikominderung erzielen, die wiederum effizienzsteigernd wirkt.

So hat EEG-Erzeugung je nach zugrundeliegender Energiequelle (Wind, Photovoltaik, Laufwasser etc.) sehr unterschiedliche Einspeiseprofile. Ein direkterer Zugriff auf solche Erzeugungsprofile über die Drittvermarktung kann für Marktteilnehmer z.B. eine unmittelbare Absicherung gegen eigene Nachfrageschwankungen darstellen. So sind z.B. eine Reihe von Bedarfsprofilen (z.B. Haushalte) bezüglich des Tagesverlaufes recht gut mit der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen (PV) korreliert.

Eine andere Form von vorstellbaren Portfolioeffekten ergibt sich aus der Nutzung von Reserveleistung, die evtl. im üblichen Marktgeschehen nicht genutzt werden, wenn z.B. Transaktionskosten oder Marktbarrieren eine effiziente Allokation dieser Reserve nicht erlauben. So könnten Erzeugungsanlagen, die unter normalen Bedingungen nicht wirtschaftlich sind, oder auch flexible Nachfrage als Reserveoption z.B. für Windenergie genutzt werden. Aus der Verbindung von Windenergie und Reserveoption ergibt sich dann die Möglichkeit einer gesichert zu vermarktenden Grundlastlieferung.

Die genannten Portfolioeffekte lassen sich grundsätzlich auch durch liquide Märkte heben. Sollten jedoch EEG-Anlagen dauerhaft in der EEG-Vermarktung über den ÜNB verbleiben und Marktunvollkommenheiten (z.B. aufgrund technischer Restriktionen, einschränkender Marktzugangsregeln oder Transaktionskosten) bestehen, bietet die Drittvermarktung ggf. eine Möglichkeit, auch für solche Anlagen diese Potenziale zumindest teilweise zu heben. Aus der Drittvermarktung können sich daher entsprechende, wenn auch vermutlich moderate, die Systemeffizienz verbessernde Portfolioeffekte ergeben.

3.2.3 Verbesserung der Prognosegüte

Eine besondere Herausforderung bei der energiewirtschaftlichen Einbindung von Erneuerbarer Erzeugung ergibt sich aus der teilweise schwer prognostizierbaren, stochastischen Erzeugung. Die relevanten Parameter (z.B. Windgeschwindigkeit, Bewölkung etc.) differieren in erheblichem Umfang je nach betrachteter Energiequelle. Die energiewirtschaftliche Qualität einer Prognose ist daran zu messen, ob die wirkliche Stromerzeugung von EE-Anlagen treffsicher wiedergegeben wird. Ansonsten sind Vorhaltung und Abruf größerer Mengen an flexibler Leistungsreserve erforderlich, was zu erheblichen

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

energiewirtschaftlichen Kosten führt und sich letztendlich in der von den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlenden Ausgleichsenergie niederschlägt.

Eine Streuung der Vermarktungsentscheidung für EEG-Strom im Rahmen der Drittvermarktung und damit auch Streuung der Verantwortlichkeit für die Prognose sollte zu einem Wettbewerb hinsichtlich Prognosequalität und damit zu insgesamt geringeren Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung der EE-Anlagen führen. Fehler der Einzelprognosen von Entscheidungsträgern gleichen sich hierbei zumindest teilweise aus, insgesamt sollte die Prognosegüte tendenziell zunehmen.

Bei der Abschätzung des möglichen Potenzials für Prognoseverbesserungen ist zu berücksichtigen, dass mittlerweile durch §7 AusglMechAV auch die ÜNB (regulatorische) Anreize zur Optimierung der Vermarktung haben. Insofern ist sowohl bei den ÜNB Prognosen als auch bei Prognosen in der Drittvermarktung von einer weiteren Verbesserung der Prognosegüte auszugehen, da nur auf Grundlage von guten Prognosen optimale Vermarktungsentscheidungen möglich sind.

Es lässt sich festhalten, dass durch die Übertragung der Bilanzkreisverantwortung an Drittvermarkter zusätzliche Anreize für Prognoseverbesserungen geschaffen werden. In welchem Ausmaß die Verbesserung der Prognose im System der Drittvermarkter schneller voranschreitet als im Anreizsystem für die ÜNB, hängt von der Intensität der jeweiligen Anreize ab und lässt sich schwer vorhersagen.

3.2.4 Negative Effizienzwirkungen

Bei der Beurteilung der Effizienzwirkungen sind weiterhin auch mögliche negative Effekte (Kosten) einer Drittvermarktung zu berücksichtigen. Gegebenenfalls sind mit der Drittvermarktung Effekte verbunden, welche einzelne Systemkosten erhöhen und somit die Systemeffizienz in Teilen verschlechtern können:

- Kosten der **Ausschreibung und Abwicklung** – Die Einführung einer Drittvermarktung geht mit direkten Kosten einher. Neben anfänglichen Kosten im Zuge einer Systemumstellung zählen dazu v.a. nachhaltige Transaktionskosten für die Durchführung der Ausschreibungen (auf Verkäufer- wie Käuferseite) sowie Kosten der Abwicklung z.B. durch einen höheren Aufwand an den einzelnen Schnittstellen.
- Transaktionskosten zur Sicherstellung der **Systemsicherheit** – Falls durch eine Drittvermarktung aktuell etablierte Mechanismen zur Sicherstellung der Systemsicherheit eingeschränkt werden, sind ggf. Alternativen zu implementieren. So müssen die ÜNB über ausreichend zuverlässige Informationen und Eingriffsbefugnisse verfügen, um im Falle einer drohenden Überspeisung des Netzes im Notfall auch EE-Anlagen abregeln

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

zu können. Für diese Fälle sind für die Phase vor und nach dem Eingriff durch die ÜNB entsprechende Regelungen mit dem Drittvermarkter und gegenüber den EEG-Anlagen zu treffen.

- Eventuell entstehen Ineffizienzen durch die Aufspaltung der durch die Vermarktung derzeit bei den ÜNB gebündelten **Risiken**. Dazu zählen im Wesentlichen:
 - **Physische Portfolioeffekte** (Pooling-Effekte) gehen gegebenenfalls verloren – Eine Aufspaltung der großen EE-Vermarktungsportfolien der Übertragungsnetzbetreiber kann mit einem Verlust von Portfolioeffekten (insbesondere bezüglich der Bilanzierung) einhergehen, da die intermittierende EE-Einspeisung in kleineren Portfolien nur bedingt saldiert werden kann. Diese Pooling-Effekte können von den Drittvermarktern nur mit größeren Portfolien (ganz oder teilweise) reproduziert werden.
 - **Verlust von Größenvorteilen** – Eine Drittvermarktung kann zu Zusatzkosten führen, da bestimmte Prozesse gegenüber der derzeitigen zentralisierten ÜNB-Vermarktung bei den verschiedenen Drittvermarktern einzeln durchgeführt werden müssen. Größenvorteile bestehen z.B. bei der Prognoseerstellung (nur wenige anstatt einer Vielzahl von Prognosen) sowie durch Bündelung der Vermarktungstätigkeit an einer Stelle (Handelsanbindung, Vorhaltung Handelssystem, Händler etc.). Allerdings ist davon auszugehen, dass große und mittelgroße Handelshäuser, die als Drittvermarkter in Frage kämen, bereits heute über die entsprechenden Systeme verfügen und somit diesbezüglich nur begrenzt Zusatzkosten durch die Drittvermarktung entstehen würden.

3.2.5 Herausforderung asymmetrischer Informationen

ÜNB könnten bei der Abschätzung über die EE-Erzeugung aus bisher nicht registrierten Anlagen sowie bei der Schätzung der Abweichung von physischer EE-Einspeisung und abrechnungsrelevanter Mitteilung der Einspeisezeitreihen durch Verteilnetzbetreiber über einen Informationsvorsprung gegenüber anderen Marktakteuren verfügen. Vor diesem Hintergrund besteht bei der Einführung von Drittvermarktung das Risiko einer Asymmetrie der Informationen zwischen ÜNB und Drittvermarkter. Diesem Risiko kann allerdings durch entsprechende Ausgestaltung und Transparenz- bzw. Meldevorschriften begegnet werden.

3.2.6 Fazit

Insgesamt lassen sich Bereiche identifizieren, in denen die Drittvermarktung einen potenziellen Beitrag zur Systemeffizienzsteigerung leisten kann. So bietet die Drittvermarktung eine Möglichkeit, die Vermarktungsoptionen für EE-

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Erzeugung auszudehnen und hat somit konzeptionell begründbare, positive Konsequenzen z.B. für die effiziente Risikoverteilung zwischen den Marktakteuren. Ebenfalls ist anzuführen, dass die Funktionsfähigkeit der Terminmärkte gegenüber einer reinen Spotvermarktung der Mengen durch den ÜNB verbessert wird. Weiterhin sind etwaige Portfolioeffekte sowie mögliche Anreize zur Prognoseverbesserung denkbar. Auf der Kostenseite schlagen insbesondere Transaktionskosten und ggf. der Verlust von Pooling-Effekten und Größenvorteilen zu Buche. Eine Quantifizierung und damit eindeutige Abwägung der Effekte ist allerdings nicht möglich.

3.3 Verteilungseffekte

Neben der Frage der Gesamteffizienz des Systems spielen die Auswirkungen auf die Verteilung von Renten auf die betroffenen Akteure bei der Beurteilung einer Drittvermarktung eine wesentliche Rolle.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive sind Verteilungseffekte i.d.R. unerheblich, da der volkswirtschaftliche Nutzen in der Ökonomie i.d.R. unabhängig davon beurteilt wird, bei welchen Akteuren dieser anfällt. Allerdings werden Stromverbraucher das System einer Drittvermarktung nur dann akzeptieren, wenn sie durch die Einführung einer Drittvermarktung nicht zusätzlich belastet werden. Deshalb ist es für die Durchsetzbarkeit der Drittvermarktung in der Praxis wesentlich, dass die EEG-Umlage, die Stromverbraucher zur Finanzierung der EE-Förderung zu tragen haben, durch die Einführung nicht steigt. Möglichst sollte die EEG-Umlage sogar sinken.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, wie ein Drittvermarktungssystem zu einer Senkung der EEG-Umlage führen kann:

- **Umverteilung** etwaiger Renten vom ÜNB zu Verbrauchern; oder
- **Erhöhung der Systemeffizienz**, wovon auch Verbraucher profitieren.

Diese werden im Folgenden erläutert.

3.3.1 Umverteilung von Renten

Käme es durch eine Drittvermarktung zu einer Umverteilung von Renten, die im derzeitigen Vermarktungssystem bei den Übertragungsnetzbetreibern anfallen, hin zu Verbrauchern, könnte die EEG-Umlage sinken. Ein derartiges Umverteilungspotenzial bestünde dann, wenn Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der aktuellen EE-Vermarktung signifikante Margen erzielen.

Derartige Margen der ÜNBs liegen im derzeitigen System nicht vor. Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten den EE-Strom nach in der AusglMechV bzw. der AusglMechAV präzise definierten Vorgaben, es existiert nahezu kein Spielraum. Zusätzlich werden die (i.d.R. negativen) Differenzen zwischen Vermarktungserlösen und zu zahlenden Einspeisevergütungen über das EEG-

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Konto bzw. die EEG-Umlage ausgeglichen. Signifikante für eine Umverteilung in Frage kommende Gewinne bestehen demzufolge nicht.

3.3.2 Erhöhung der Systemeffizienz

Neben der reinen Umverteilung wird eine Absenkung der EEG-Umlage nur in Folge einer Steigerung der Systemeffizienz möglich sein. Führt eine Drittvermarktung durch eine Ausweitung der Vermarktungsoptionen, zu einer erhöhten Systemeffizienz und damit zu einer Reduktion der Gesamtkosten des Systems, können davon ggf. auch Verbraucher in Form einer geringeren EEG-Umlage profitieren. Inwieweit Potenziale zu einer Steigerung der Systemeffizienz existieren, wurde in Abschnitt 3.2 analysiert.

3.3.3 Negative Verteilungseffekte

Prinzipiell können mit einer Drittvermarktung auch Verteilungseffekte ausgelöst werden, die letztlich zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen. Mit dem Drittvermarkter wird zunächst ein weiterer Akteur innerhalb der EEG-Vermarktungskette eingeführt, der eine Gewinnerzielungsabsicht verfolgt.

Drittvermarktern wird grundsätzlich ein monetärer Anreiz geboten werden müssen, um Kosten und Risiken der EEG-Vermarktung zu übernehmen. Sollte die Höhe der bei den Drittvermarktern anfallenden Gewinne die realisierten effizienzsteigernden Potenziale übersteigen, käme es durch die Drittvermarktung zu einer Erhöhung der EEG-Umlage. D.h. es sind durchaus Konstellationen denkbar, in denen es trotz eindeutiger Effizienzvorteile einer Drittvermarktung zu einer Erhöhung der EEG-Umlage kommen könnte.

3.3.4 Fazit

Aufgrund von Akzeptanzüberlegungen ist die Einführung eines Drittvermarktungssystems nur dann praktisch durchsetzbar, wenn die Belastung der Verbraucher (in Form der EEG-Umlage) nicht zunimmt, möglichst sogar abnimmt. Im derzeitigen Vermarktungssystem fallen keine signifikanten Gewinne bei den Übertragungsnetzbetreibern an, welche durch eine Drittvermarktung zu Verbrauchern umverteilt werden könnten. Daher bedarf es einer ausreichenden Steigerung der Systemeffizienz (siehe dazu Abschnitt 3.2), um trotz des für Drittvermarkter zum Markteintritt notwendigen Gewinnpotenzials eine konstante oder sinkende EEG-Umlage zu erreichen. Dies bedeutet

- ohne Erhöhung der Systemeffizienz ist keine Konstanz oder Absenkung der EEG-Umlage möglich; und
- die Erhöhung der Systemeffizienz muss so groß sein, dass sowohl Stromverbraucher als auch potenzielle Drittvermarkter hiervon profitieren können.

3.4 Ordnungspolitische Zielsetzungen

Ein Großteil der aktuell von Marktteilnehmern geäußerten Kritik an der zentralen ÜNB-Vermarktung bezieht sich weniger auf Effizienz- und Verteilungsaspekte, sondern fokussiert auf ordnungspolitische Fragestellungen. Ein Schwerpunkt der Kritik liegt dabei insbesondere auf der Konzentration signifikanter Anteile der Stromvermarktung bei den Netzbetreibern.

Insbesondere im Hinblick auf das erklärte energiepolitische Ziel einer deutlichen Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Energien ist die Befürchtung, dass langfristig große Teile der in Deutschland erzeugten Strommengen zentral von wenigen Akteuren vermarktet werden, die zudem als monopolistische Netzbetreiber zur Neutralität gegenüber Lieferanten verpflichtet sind. Ein derartiger Trend steht ggf. im Widerspruch zum Unbundling-Gedanken des wettbewerblichen Energiemarktes.

Im Folgenden diskutieren wir, welche Beiträge eine Drittvermarktung in diesem Zusammenhang leisten kann bezgl.

- **positiver Wettbewerbseffekte;**
- **erhöhter Transparenz;** sowie welche
- **ordnungspolitischen Nachteile** im Gegenzug mit der Drittvermarktung verbunden sein könnten.

3.4.1 Positive Wettbewerbseffekte

Die Einführung einer Drittvermarktung könnte tendenziell zwei möglichen wettbewerbsökonomischen Problemen der derzeitigen Zuweisung der EEG-Vermarktung zu den vier Übertragungsnetzbetreibern entgegenwirken:

- **Verringerung der Konzentration von Stromvermarktung bei wenigen Akteuren** – Eine hohe Konzentration von Strommengen zur Vermarktung bei vier Akteuren, die zudem relativ homogen sind, erleichtert grundsätzlich marktmissbräuchliches Verhalten der Akteure, z.B. in Form künstlicher Preiserhöhungen durch die Zurückhaltung von verfügbaren Mengen. Die Übertragung von Strommengen auf (mehrere) Drittvermarkter könnte grundsätzlich die Konzentration senken und positive Wettbewerbseffekte hervorbringen.
- **Verringerung der Stromvermarktung durch Netzbetreiber** – Die Verantwortlichkeit der Vermarktung signifikanter Strommengen bei Netzbetreibern widerspricht den Grundsätzen des Unbundlings und führt bei verschiedenen Marktteilnehmern zu Widerspruch. Ursache hierfür ist zum einen die Forderung nach **Spezialisierung**, wonach sich jeder Akteur auf seine Kernkompetenzen konzentrieren sollte, welche im Falle von

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Übertragungsnetzbetreibern nicht in der Stromvermarktung sondern im Netzbetrieb liegen. Zum anderen besteht die Gefahr einer **Diskriminierung** von Netznutzern durch Netzbetreiber, indem diese im Rahmen des Netzausbaus, -anschlusses oder -betriebes selbst vermarktete Anlagen gegenüber durch Externe vermarktete Anlagen bevorzugen.

Beiden wettbewerbsökonomischen Bedenken ist entgegenzuhalten, dass der Entscheidungsspielraum der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der EEG-Vermarktung durch Vorgaben in AusglMechV und AusglMechAV erheblich eingeschränkt ist. Die Vermarktung erfolgt daher wettbewerbsneutral. Die aufgezeigten Gefahren bestehen daher nur sehr eingeschränkt.

Allerdings generiert die ÜNB-Vermarktung eine Regulierungsnotwendigkeit für die eigentlich kompetitive Stromerzeugung, welche im Idealbild eines entflochtenen Strommarktes nicht besteht. Eine Verringerung regulatorischer Eingriffe in den Strommarkt könnte somit ordnungspolitisch die Implementierung einer Drittvermarktung begründen, insbesondere wenn keine Nachteile bezüglich Effizienz und Verteilung vorliegen. Allerdings bringt die Drittvermarktung selbst wiederum das Erfordernis eines Regelwerkes an anderer Stelle (Schnittstelle ÜNB-Drittvermarkter) mit sich.

Ordnungspolitisch ist weiterhin zu berücksichtigen, dass mit der Einführung des Marktprämienmodells im Rahmen des EEG 2012 die Direktvermarktung ab dem 1.1.2012 deutlich an Attraktivität gewinnen sollte und damit möglichen Konzentrationstendenzen potenziell entgegengewirkt wird. Insofern wird mit dem optionalen Marktprämienmodell das ordnungspolitische Defizit der EEG-Vermarktung durch die ÜNB unmittelbar adressiert. Dies ist umso vorteilhafter, da mit dem Marktprämienmodell die EE-Erzeugung durch die Vermarkter steuerbar wird und damit deutlich stärkere positive Effekte auf die Systemeffizienz (v.a. bei sehr hoher EE-Einspeisung) zu erwarten sind.

3.4.2 Erhöhte Transparenz

Weiteres Potenzial für eine ordnungspolitische Verbesserung durch ein Drittvermarktungssystem besteht u.a. in einer erhöhten Transparenz der EEG-Vermarktung. Drittvermarktungs-Tranchen könnten in öffentlichen Ausschreibungen transparent und diskriminierungsfrei vergeben werden.

3.4.3 Negative ordnungspolitische Aspekte

Die Einführung eines Drittvermarktungssystems könnte in Bezug auf ordnungspolitische Ziele neben positiven auch mit negativen Effekten einhergehen:

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

- **Gefahr von Marktmacht bei Ausschreibung** der EEG-Mengen – Sollte das Drittvermarktungssystem derart ausgestaltet sein, dass eine Teilnahme nur für wenige Akteure zu leisten ist, besteht die Gefahr von marktmissbräuchlichem Verhalten im Rahmen der Ausschreibungen. Daraus könnten Zusatzkosten in Form von überhöhten Prämien für Drittvermarkter resultieren. Diese Gefahr kann deutlich eingeschränkt werden, wenn das Drittvermarktungssystem so ausgestaltet wird, dass möglichst viele potenzielle Bieter an den Ausschreibungen teilnehmen (z.B. kleine Tranchen).
- **Gefahr zunehmender Konzentration bei Vermarktung von EEG-Mengen** durch Drittvermarkter – Grundsätzlich besteht die Gefahr, dass es im Zuge der Ausschreibungen zu einer Erhöhung der Konzentration und dadurch Marktmachtpotenzialen bei der Stromvermarktung kommen kann. Vergrößert z.B. ein Stromerzeuger mit hohem Marktanteil im konventionellen Erzeugungssektor sein Vermarktungsportfolio durch die Ersteigerung großer Drittvermarktungsmengen, könnten Anreize zu marktmissbräuchlichem Verhalten beim Stromverkauf entstehen, da er mit einem größeren Erzeugungsportfolio von möglichen Preissteigerungen profitieren könnte. Dieser Gefahr kann z.B. durch Festlegung von Mengen-Obergrenzen für die Bieter bei der Ausgestaltung des Drittvermarktungssystems entgegengewirkt werden.
- **Geringere Transparenz bei EE-Vermarktung** – Im Rahmen des derzeitigen Vermarktungssystems sind Übertragungsnetzbetreiber zu einer Day-Ahead- und Intraday-Vermarktung nach (relativ) transparenten Regeln verpflichtet. Drittvermarkter hingegen würden den zu erwarteten Strom entsprechend ihres betriebswirtschaftlichen Kalküls in einem optimalen Vermarktungsportfolio über Termin- und Spotmärkte, bilateral und an Börsenplätzen sowie im Inland und im Ausland verkaufen. Während somit bezüglich der Übernahme von Vermarktungsverantwortung im Rahmen der Drittvermarktung Transparenz herrschte, wäre die effektive Vermarktung der EE-Erzeugung für Dritte nicht mehr nachvollziehbar.

3.4.4 Fazit

Ordnungspolitische Aspekte können ein Argument für die Einführung von Drittvermarktung sein. Während sich hinsichtlich der Verbesserung der Transparenz durch Drittvermarktung positive und negative Effekte identifizieren lassen, ist die Verlagerung von erheblichen Vermarktungsmengen von den vier Netzbetreibern zu (potenziell einer Vielzahl von) Vermarktern grundsätzlich erstrebenswert.

Eine derartige Verlagerung wird allerdings unmittelbarer mit Direktvermarktungsmodellen adressiert, die im Rahmen des EEG 2012 an

Nutzen und Kosten der Drittvermarktung

Attraktivität gewinnen sollten. Ob und in welchem Ausmaß aus ordnungspolitischen Überlegungen eine Drittvermarktung zu forcieren wäre, hängt daher insbesondere davon ab, welche Änderungen in der Marktstruktur sich nach Start der erweiterten Direktvermarktungsoptionen ab 1.1.2012 einstellen.

3.5 Zusammenfassung

Entsprechend des in **Abbildung 3** dargestellten Entscheidungsschemas ist eine Drittvermarktung nur anzustreben, wenn in den drei Bereichen

- Systemeffizienz;
- Verteilungseffekte (insbesondere Höhe der EEG-Umlage); sowie
- weiteren ordnungspolitischen Kriterien

mindestens das Niveau der ÜNB-Vermarktung erreicht wird, und idealerweise in einem oder mehreren Bereiche signifikante Verbesserungen erzielt werden, die den Einführungsaufwand rechtfertigen. Während unsere Analysen durchaus Potenziale für Verbesserungen in einigen Bereichen identifizieren konnten, sind wir bezüglich des Gesamtpotenzials der Drittvermarktung zurückhaltend, insbesondere, da ein Anstieg der Höhe der EEG-Umlage a priori nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden kann:

- Wahrscheinlichste Potenziale für Verbesserungen der **Systemeffizienz** liegen im Bereich der Terminvermarktung, der Portfoliobildung und der Prognoseverbesserung. Im Falle einer Einführung sollte ein Modelldesign für die Drittvermarktung daher insbesondere auf die Realisierung dieser Potenziale abzielen.
- Unsere Analysen zu **Verteilungseffekten** zeigen, dass ohne Steigerungen der Systemeffizienz von einer Drittvermarktung allein keine Potenziale zur Senkung der Umlage ausgehen werden. Durch die Notwendigkeit, dass für den Drittvermarkter Gewinnaussichten bestehen müssen, ergibt sich zudem prinzipiell die Möglichkeit einer Umlagesteigerung.
- **Ordnungspolitische Ziele** (v.a. Entgegenwirken von Konzentrationstendenzen in der Stromvermarktung) können die Einführung einer Drittvermarktung begründen. Allerdings werden diese Ziele durch die Neugestaltung der Direktvermarktung (optionale Marktprämie) unmittelbar adressiert, und dies voraussichtlicher effektiver als durch eine Drittvermarktung.

Es gibt somit aus unserer Sicht keine eindeutigen Hinweise, dass eine Drittvermarktung gegenüber dem heutigen Vermarktungssystem vorteilhaft wäre.

Es ist insbesondere fraglich, ob die Einführung einer Drittvermarktung zu einer finanziellen Entlastung der Stromverbraucher führen könnte.

Auch vor dem Hintergrund der erwarteten wachsenden Bedeutung der Direktvermarktungsoptionen (insbesondere der optionalen Marktprämie), die prinzipiell ebenfalls die in unserer Analyse adressierten Vorteile der Drittvermarktung abdecken, stellt die Drittvermarktung eine "second best" Lösung dar. So können bei der Direktvermarktung im Gegensatz zu einer Drittvermarktung EEG-Anlagen in Ihrer Fahrweise an Marktpreisentwicklungen angepasst werden. Deshalb liegen in einer Direktvermarktung deutlich höhere Potenziale für eine Effizienzsteigerung und eine damit einhergehende mögliche Senkung der EEG-Umlage. Da die ordnungspolitischen Zielsetzungen einer Drittvermarktung durch eine Direktvermarktung ebenfalls erreicht werden können, ist der Fokus der politischen Aufmerksamkeit aus unserer Sicht zunächst auf die Direktvermarktung zu legen.

Vor diesem Hintergrund regen wir an, zunächst die Entwicklung der Direktvermarktung nach der EEG-Novelle 2012 abzuwarten, bevor über die Einführung einer Drittvermarktung entschieden werden sollte. Erst wenn trotz dieser erweiterten Vermarktungsoptionen absehbar weiterhin ein signifikanter Anteil von EEG-Mengen in der ÜNB-Vermarktung verbleiben sollte, empfehlen wir eine Drittvermarktung intensiver in Betracht zu ziehen. Es gilt in diesem Fall allerdings auch zu prüfen, inwieweit die angestrebten Ziele nicht alternativ durch eine weitere Modifikation der Direktvermarktung erreicht werden könnten.

Sollte vor diesem Hintergrund eine Entscheidung zugunsten der Drittvermarktung gefällt werden, empfehlen wir, diese sukzessive einzuführen. Das bedeutet, zunächst nur begrenzte Teil-EEG-Mengen in die Drittvermarktung zu überführen und diese Mengen schrittweise zu erhöhen. Auf diese Weise lassen sich Erfahrungen mit der Drittvermarktung sammeln, ohne in einem Zug das nur schwer kalkulierbare Risiko einer Gesamtumstellung des Vermarktungssystems eingehen zu müssen.

4 Optionen für eine Drittvermarktung

Unabhängig von der grundsätzlichen Beurteilung von Kosten und Nutzen einer Drittvermarktung (s. Kapitel 3) diskutieren wir in diesem Kapitel die mögliche Ausgestaltung einer Drittvermarktung für den Fall einer Einführung. Hierbei:

- diskutieren wir in Abschnitt 4.1 den grundsätzlichen **Handlungsraum** für mögliche Drittvermarktungsmodelle und identifizieren sinnvolle Grundkonzeptionen;
- skizzieren in Abschnitt 4.2 auf Basis der vorherigen Eingrenzung eine mögliche detailliertere Ausgestaltung eines **exemplarischen Drittvermarktungsmodells**; und
- fassen abschließend in Abschnitt 4.3 die wesentlichen Erkenntnisse zusammen.

4.1 Grundkonzeption

Zur Diskussion einer Grundkonzeption für ein Drittvermarktungsmodell formulieren wir zunächst die zu Grunde gelegten **Prämissen** für die Ableitung eines adäquaten Modells. Anschließend definieren wir die Grundkonzeption anhand der **zentralen Ausgestaltungsdimensionen** „Produktabgrenzung“, „Bilanzkreisverantwortung“ und „Zahlungsverpflichtung“.

4.1.1 Prämissen für ein Drittvermarktungsmodell

Wir grenzen das Spektrum möglicher Drittvermarktungsmodelle zunächst auf Basis von zwei Prämissen ein, die wir nachfolgend im Detail diskutieren

- Modelle müssen eine **Teilvermarktung** ermöglichen; und
- Modelle müssen **mehrere Drittvermarkter** erlauben.

Teilvermarktung

Modelle, die zwingend eine vollständige Drittvermarktung der EEG-Mengen im Umlagesystem erfordern, werden von uns nicht weiter betrachtet. Wir untersuchen also nur Ansätze, die – zumindest temporär – eine parallele Übernahme von Vermarktungsaufgaben durch die ÜNB und Drittvermarkter vorsehen. Dies hat folgende Vorteile:

- **Limitierung von Risiken** – Eine vollständige unmittelbare Umstellung der ÜNB-Vermarktung auf die Drittvermarktung würde mit relativ hohen Risiken einhergehen. So sind die direkten und indirekten Wirkungen der Drittvermarktung z.B. auf die Märkte und die EEG-Umlage nicht vollständig vorhersehbar. Eine schrittweise Einführung der

Drittvermarktung hätte dagegen den Vorteil, dass die konkrete Ausgestaltung mit begrenztem Risiko zunächst getestet werden kann und das Design im Folgenden an die Erfahrungen angepasst werden kann.

- **ÜNB stehen als Fall-Back Option zur Verfügung** – Zumindest für die Einführungsphase einer Drittvermarktung stünde der Vermarktungsweg über die ÜNB weiterhin als „Back Up“ zur Verfügung. Die ÜNB können in einem solchen Modell weiterhin
 - die Vermarktung der nicht unter Drittvermarktung fallenden Mengen übernehmen; sowie
 - zentrale administrative Aufgaben wie z.B. Abrechnungsaufgaben übernehmen.

Das zu entwickelnde Modell sollte allerdings skalierbar sein, d.h. die Größe des EE-Portfolios in Drittvermarktung sollte – falls gewünscht - im Zeitverlauf sukzessive erhöht werden können.

Mehrere Direktvermarkter

Aus Wettbewerbsgründen betrachten wir nur Modelle, die potenziell mehrere Drittvermarkter erlauben (siehe hierzu Abschnitt 3.4). Zwar wären analog zu der zentralisierten ÜNB-Vermarktung auch Drittvermarktungsmodelle denkbar, die jeweils nur einen zentralen Vermarkter vorsehen. Diese scheinen jedoch im Hinblick auf die in Abschnitt 3.4 diskutierten ordnungspolitischen Gründe (insbesondere Entgegenwirken gegen Konzentrationstendenzen) für die Einführung einer Drittvermarktung wenig sinnvoll. Daher sollte die Anzahl der Drittvermarkter offen gehalten bzw. die Tranchierung der Vermarktungsmengen innerhalb der Modelle so gewählt werden, dass eine ausreichende Anzahl von Akteuren an der Drittvermarktung partizipieren kann.

4.1.2 **Zentrale Ausgestaltungsdimensionen**

Für die Ausgestaltung der Drittvermarktung sind aus unserer Sicht insbesondere die folgenden Dimensionen von zentraler Bedeutung:

- **Produktabgrenzung** – Auf welchem EE-Portfolio soll das Portfolio eines Drittvermarkters basieren?
- **Bilanzkreisverantwortung** – Auf welcher Basis soll die Bilanzkreisabrechnung eines Drittvermarkters erfolgen?
- **Zahlungsverpflichtung** des Drittvermarkters – Auf welcher Grundlage soll die Zahlungsverpflichtung des Drittvermarkters basieren?

Diese Dimensionen werden nachfolgend im Einzelnen diskutiert.

Optionen für eine Drittvermarktung

Produktabgrenzung

Grundsätzlich basiert eine Drittvermarktung auf dem Ansatz, bestimmte Produkte aus dem Vermarktungsportfolio der ÜNB herauszulösen und die Vermarktungsverantwortung an den Drittvermarkter zu übertragen. Dementsprechend ist die Abgrenzung des für die Drittvermarktung vorgesehenen Produktes ein wichtiges Gestaltungsmerkmal für die Drittvermarktung. Grundsätzlich sind hierbei zwei mögliche Herangehensweisen denkbar:

- **Anteil am EEG-Bilanzkreis** – Das gesamte ÜNB-Vermarktungsportfolio dient als Referenz. Hiervon ausgehend wird eine definierte Teilmenge des EEG-Bilanzkreises des ÜNB abgegrenzt und dem Drittvermarkter übergeben. Ein Drittvermarkter könnte dabei beispielsweise einen prozentualen Anteil der gesamten nicht direkt vermarkteten EEG-Erzeugung erhalten.
- **Anlagenspezifisches Portfolio** – Ein Drittvermarkter erhält die Erzeugung definierter EEG-Anlagen bzw. eines definierten Anlagenportfolios (Erzeugung aus Anlage X bzw. Anlagen Y bis Z).

Für die Drittvermarktung halten wir den Ansatz des „Anteils am EEG-Bilanzkreis“ vor allem im Hinblick auf eine Implementierung innerhalb des existierenden Vermarktungssystems für praktikabler.

Ein anlagenspezifisches Portfolio genau definierter Anlagen ist insbesondere auf Grund der Unsicherheiten bezgl. des Anlagenbestands in der Umlagevermarktung (durch Wechselmöglichkeiten in die Direktvermarktung sowie Zu-/Rückbau), des höheren Ausfallsrisikos der Anlagen sowie hoher Transaktionskosten weniger geeignet. Da im Rahmen der Drittvermarktung zudem kein Eingriff in den Anlagendispach vorgesehen ist (Beibehaltung des Einspeisevorrangs, vgl. Abschnitt 2.3), verliert eine anlagenscharfe Abgrenzung des Produkts zudem an Wert.

Um trotzdem Vorteile der Spezialisierung der Drittvermarkter z.B. auf einzelne Technologiegruppen (z.B. bei Prognose) realisieren zu können, empfehlen wir, ein technologiespezifisches Portfolio, welches als Referenz nicht die gesamte über die ÜNB vermarktete EEG-Erzeugung heranzieht, sondern sich an den Subbilanzkreisen der technologiespezifischen Erzeugung (Wind Offshore, Wind Onshore PV, etc.) orientiert (siehe für eine detaillierte Diskussion Abschnitt 4.2).

Bilanzkreisverantwortung

Aus den Regelungen zur Abrechnung- und Bilanzierung ergeben sich wesentliche Implikationen für die Übernahme von Bilanzierungsrisiken durch den Drittvermarkter und entsprechende Anreizwirkungen für die Güte der Einspeiseprognosen. Der Handlungsraum in Bezug auf die Bilanzierung der

drittvermarkteten Mengen wird dabei aus unserer Sicht durch folgende zwei Extreme aufgespannt:

- **Abrechnung auf Basis der Fahrpläne** – Ein Drittvermarkter erhielte in diesem Konstrukt als zu vermarktende Menge einen fixen Anteil an der ÜNB-Einspeiseprognose, die auch Grundlage der Vermarktung durch den ÜNB selbst ist. Auf dieser Basis könnte dann auch die Bilanzierung erfolgen, so dass der Drittvermarkter faktisch keine eigene Prognoseverantwortung tragen würde. Entsprechend gering wäre somit auch die für den Drittvermarkter das entstehende Bilanzierungsrisiko. Da der Drittvermarkter selbst keine Prognose erstellt, bestünde für ihn allerdings auch kein Anreiz zur Verbesserung der Prognosegüte.
- **Abrechnung auf Basis der Ist-Erzeugung** – Bei diesem Ansatz erhielte der Drittvermarkter jeweils die Ist-Erzeugung auf Basis der ex-post übermittelten Einspeisezeitreihen in seinen Bilanzkreis. Die Abrechnung erfolgt dann im Rahmen der üblichen Bilanzkreisabrechnung auf Basis der Ist-Einspeisung. Dabei übernimmt der Drittvermarkter auch die gesamte Prognoseverantwortung. Da der Drittvermarkter die Bilanzkreisverantwortung trägt, hätte er einen Anreiz, die Güte der Einspeiseprognose kontinuierlich zu verbessern.

Wir empfehlen, Drittvermarktern die **volle Bilanzkreisverantwortung** zuzuschreiben. Die Abrechnung ist demnach auf Basis der „Ist“-Erzeugung vorzunehmen, um maximale Anreize für Prognoseverbesserungen zu generieren. Aus praktischer Sicht ist dieser Ansatz für leistungsgemessene EE-Anlagen unmittelbar umsetzbar. Die Einspeisung nicht-leistungsgemessener Anlagen kann über Schätz- bzw. Näherungswerte, wie z.B. das Referenzmessverfahren, ermittelt werden. Dieses wird bereits von Verteilnetzbetreibern für die an die ÜNB übermittelten Einspeisezeitreihen verwendet (siehe Abschnitt 4.2.1).

Zahlungsverpflichtung des Drittvermarkters

Bezüglich der Basis der Zahlungsverpflichtung der Drittvermarkter gegenüber dem ÜNB wird der Handlungsraum durch die folgenden zwei Optionen aufgespannt:

- **Fixpreis pro MWh** – Ein potenzieller Drittvermarkter erhält die ihm zuzurechnende „Ist“-Erzeugung jeweils gegen einen Fixpreis in €/MWh. Dieser könnte sich beispielsweise im Rahmen einer Auktion aus den Geboten des Drittvermarkters ableiten.
- **Variabler Preis je MWh** – Die Zahlung des Drittvermarkters an den ÜNB könnte an die aktuelle Marktentwicklung angelehnt, d.h. auf Basis der Marktpreisentwicklung indiziert werden. In diesem Fall erhielte ein

Optionen für eine Drittvermarktung

potenzieller Drittvermarkter die ihm zuzurechnende “Ist“-Erzeugung z.B. gegen den EPEX-Day-Ahead-Preis in der jeweiligen Stunde, jeweils zu-/abzüglich einer fixen Prämie in €/MWh. Die Prämie könnte positiv oder negativ sein. Wie schon beim Fixpreis würde sich diese Prämie typischer Weise als Ergebnis einer Auktion oder Ausschreibung aus den Geboten der Drittvermarkter ergeben.

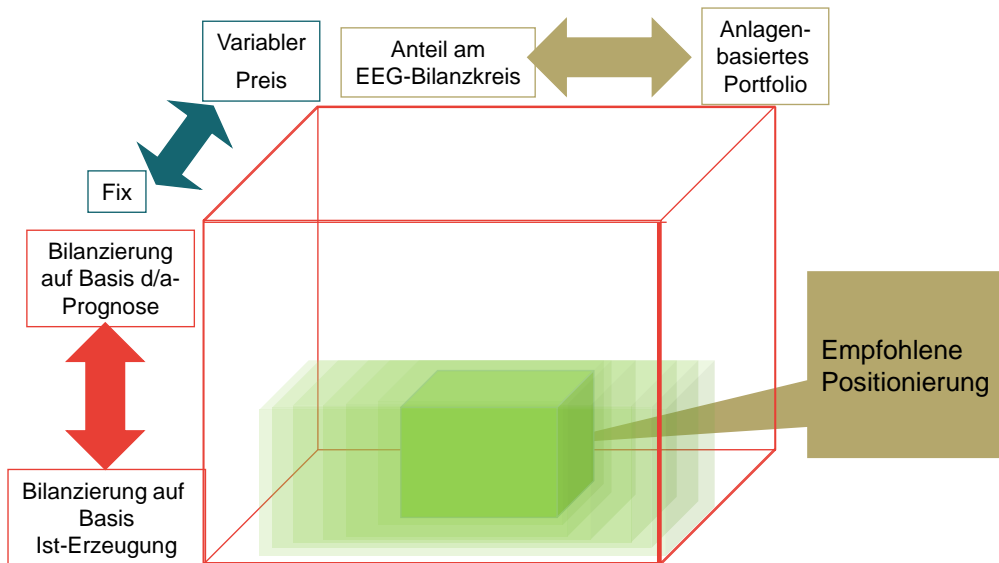
Beide Modelle sind aus unserer Sicht möglich und praktikabel, haben jedoch unterschiedliche Implikationen für die Vermarktungsoptionen / Risikopositionen der Drittvermarkter sowie den Auswirkungen auf die EEG-Umlagehöhe. Daher werden wir im Weiteren beide Optionen für die konkrete Ausgestaltung des Drittvermarktungsmodells betrachten (s. Abschnitt 4.2.2).

Fazit

Für die Ausgestaltung der Drittvermarktung sind aus unserer Sicht insbesondere die folgenden Dimensionen von zentraler Bedeutung (siehe **Abbildung 4**):

- **Produktabgrenzung** – Wir empfehlen eine Produktabgrenzung als Teilmenge der EEG Bilanzkreise des ÜNB, wobei sich die Drittvermarktung aus Effizienzgründen auf **technologiespezifische** EE-Portfolios beziehen könnte.
- **Bilanzierung** – Durch **Bilanzierung** auf Basis der Ist-Erzeugung (bzw. einer bestmöglichen Approximation) sollte dem Drittvermarkter möglichst weitreichende Prognoseverantwortung übertragen werden.
- **Zahlungsverpflichtung** – Für die Form der **Zahlungsverpflichtung** des Drittvermarkters gegenüber dem ÜNB sind insbesondere die Ansätze „Fixpreis“ und „Variabler Preis“ (Prämie auf den Spotmarktpreis) möglich. Beide Modelle haben spezifische Vor- und Nachteile, die wir bei der konkreten Ausgestaltung bezgl. ihrer Wirkungen auf Vermarktungsoptionen und Umlagehöhe weiter evaluieren.

Abbildung 4. Eingrenzung möglicher Drittvermarktungsmodelle



Quelle: Frontier Economics.

4.2 Mögliches Modell für eine Implementierung

In diesem Abschnitt konkretisieren wir die mögliche Ausgestaltung eines Drittvermarktungsmodells auf Basis der vorangehenden Grundkonzeption. Die zu definierenden Aspekte können wie folgt kategorisiert werden:

- **Segmentierung des EEG-Portfolios** – Welche EEG-Anlagen sollten potenziell in welchen Tranchen drittvermarktet werden?
- **Vergabe der Drittvermarktungstranchen** – Wie sollen EEG-Anlagen an potenzielle Drittvermarkter vergeben werden?
- **Bilanzierung** – Wie läuft die Bilanzkreisabrechnung ab?
- **Zeitliche Definition** – Für welche Zeiträume und mit welchem Vorlauf werden Drittvermarktungs-Tranchen vergeben?
- **Weitere Implementierung** – Welche Prozessanpassungen ergeben sich durch die Implementierung im weiteren System?

Wir erläutern die Aspekte im Folgenden einzeln.

4.2.1 Segmentierung des EEG-Portfolios

Bei der Frage welche EEG-Anlagen grundsätzlich drittvermarktet werden sollten und wie Drittvermarktungsportfolios abgegrenzt werden sollten, sind folgende Fragen zu klären:

Optionen für eine Drittvermarktung

- **Leistungsmessung** – Sollen alle oder nur leistungsgemessene Anlagen drittvermarktet werden?
- **Regionen** – Sollen Drittvermarktungs-Tranchen bundeseinheitlich oder regionalisiert sein?
- **Erzeugungstechnologien** – Welche Technologien sollten generell drittvermarktet werden und sollten Drittvermarktungs-Portfolios technologiespezifisch sein?
- **Anteil in Drittvermarktung** – Wie viel der Gesamtkapazität sollte drittvermarktet werden?
- **Tranchierung** – Wie groß sollte die Stückelung der Drittvermarktungs-Portfolios sein?

Leistungsmessung

Die Meldung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Anlagen muss gemäß den „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“ (Anhang 1) „sortenrein“ erfolgen. Unterschieden werden dabei

- EEG-Strommengen aus EEG-Anlagen mit registrierender ¼-h-Lastgangzählung (= Leistungsmessung); und
- EEG-Strommengen aus Erzeugungsanlagen ohne ¼-h-Lastgangzählung:
 - Meldung mittels eines synthetischen Einspeiseprofiles (SEP); oder
 - Meldung mittels eines tagesparameterabhängigen Einspeiseprofiles (TEP).

Wir empfehlen, eine **Drittvermarktung nicht grundsätzlich auf leistungsgemessene Anlagen zu beschränken**, da eine solche Beschränkung die Anlagenanzahl (insbesondere bei Photovoltaik) stark einschränken würde.

Um auch nicht-leistungsgemessene Anlagen in der Drittvermarktung zu erfassen, bestünde die Option, die Leistungsmessung durch synthetische Einspeiseprofile zu ersetzen. Dies erscheint jedoch nachteilig, da die synthetischen Einspeiseprofile von der Ist-Erzeugung weitgehend entkoppelt sind und damit aus der Bilanzkreisverantwortung des Drittvermarkters resultierende Anreize z.B. zur Prognoseverbesserung oder zum untertägigen Ausgleich aktualisierter Einspeiseprognosen nicht gesetzt werden.

Eine andere Option besteht darin, die Ist-Einspeisung nicht-leistungsgemessener Anlagen über alternative Schätz- bzw. Näherungsverfahren, wie z.B. das Referenzmessverfahren, ermittelt werden. Dieses wird bereits von Verteilnetzbetreibern für die an die ÜNB übermittelten Einspeisezeitreihen verwendet. Bei diesem Ansatz ist die Drittvermarktung allerdings auf

Optionen für eine Drittvermarktung

leistungsgemessene Anlagen sowie gemeldete Anlagen, für die das Referenzmessverfahren angewendet wird beschränkt (siehe auch Ausführungen zu Erzeugungstechnologien unten).

Regionen

Bezüglich einer der regionalen Abgrenzung von Drittvermarktungsportfolios kommen z.B. bundeseinheitliche oder regelzonenspezifische Portfolios in Frage:

● *Regelzonenspezifisches Portfolios:*

- Der wesentliche **Vorteil** eines regelzonenspezifischen Drittvermarktungsportfolios bestünde in der **einfachen Implementierung**, da die Portfolios unmittelbar aus den an die ÜNBs gemeldeten Überführungszeitreihen abgeleitet werden könnten (vgl. unsere Ausführungen zur Bilanzierung in Abschnitt 4.2.3). Zum anderen könnten spezifische Anreize zur Erstellung bzw. Verbesserung regelzonenspezifischer Prognosen generiert werden.
- **Nachteile** könnten zum einen daraus entstehen, dass regionale Einspeiseprognosen ggf. von Drittvermarkter schwieriger zu erstellen sind und somit eine Prognoseerstellung durch Drittvermarkter erschwert wäre. Zum anderen hätten Drittvermarkter im Falle einer regelzonenübergreifenden Tätigkeit je nach Ausgestaltung (vgl. Abschnitt 4.2.3) ggf. mehrere Bilanzkreise zu führen, wodurch sich die Transaktionskosten erhöhen können.

● *Bundesweite Portfolios:*

- Die **Vorteile** von bundesweiten Drittvermarktungsportfolios bestünden zum einen darin, dass eine Berücksichtigung regionaler Spezifika der EE-Erzeugung bei der Prognose nicht erforderlich wäre, wodurch **Transaktionskosten gesenkt** und damit die Anzahl potenzieller Bieter erhöht wird. Analog hätte die Möglichkeit einer höheren Anzahl homogener Tranchen an EE-Erzeugungsmengen gegebenenfalls **positive Auswirkungen auf den Wettbewerb**.
- Die **Nachteile** eines bundesweiten Drittvermarktungsportfolios resultieren daraus, dass die EEG-Bilanzkreise der Übertragungsnetzbetreiber heute regelzonenspezifisch sind. Bundesweite Portfolios für Drittvermarkter müssten somit synthetisch aus den vier ÜNB-Portfolios ermittelt werden, wodurch die Komplexität der Vermarktung ggü. dem Status Quo steigt (Details für ein solches mögliches Vorgehen diskutieren wir in Abschnitt 4.2.3).

Letztlich sind daher für eine Entscheidung zwischen einer regelzonen- oder bundesweiten Produktabgrenzung der Implementierungs- und

Optionen für eine Drittvermarktung

Abrechnungsaufwand gegen eine mögliche gesteigerte Produktattraktivität abzuwägen. Eine Entscheidung sollte daher in detaillierter Abstimmung mit den ÜNB und den potenziellen Drittvermarktern getroffen werden.

Von einer **weiteren Untergliederung der regelzonenspezifischen Portfoliosraten wir ab**, da dies mit erheblichen Transaktionskosten bei Übertragungsnetzbetreibern wie Drittvermarktern verbunden wäre.

Erzeugungstechnologien

Es gibt eine Vielzahl von unterschiedlichen Technologien zur Stromerzeugung aus EE-Quellen. Während das EEG mehrere Hundert verschiedene Vergütungssätze vorsieht, werden die EE-Einspeisungen im Zuge der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS in sieben Typen aufgeteilt (= energieartenscharf): Wind-Offshore, Wind-Onshore, Wasser, Solar, Biomasse, Gase und Geothermie.

Bezüglich einer Drittvermarktung sind im Zusammenhang mit den verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien zwei Fragen zu klären, und zwar

- **welche EE-Technologien** sollen grundsätzlich drittvermarktet werden; und
- wie sollen die Portfolios in Bezug auf Technologien **aufgeteilt** werden?

Technologien für Drittvermarktung

Wir empfehlen, in einer ersten Phase der Drittvermarktung zunächst **nur Wind-Onshore und Photovoltaik (PV) drittvermarkten** zu lassen. Alle übrigen Technologien sollten zunächst in der ÜNB-Vermarktung verbleiben.

Die **Begründung** für eine anfängliche Beschränkung auf die dargebotsabhängigen Energieträger Wind-Onshore und PV liegt

- in der mengenbezogenen **Dominanz**;
- der relativ hohen **Homogenität**; sowie
- v.a. der **guten Messgrundlage** der beiden Technologien.

Die gute Messgrundlage durch den hohen Anteil an leistungsgemessenen Anlagen (bei Wind) bzw. Referenzwertmessung (bei PV) führt dazu, dass die abrechnungsrelevanten Einspeisedaten nur geringfügig von den tatsächlichen Erzeugungsparametern abweichen werden. Zusätzlich ist die verfügbare Datengrundlage durch den online-durchgeführten horizontalen Belastungsausgleich (bisher bei Wind; ab 2012 auch bei PV) im Vergleich zu den übrigen Technologien höher, wenn auch nicht für die Bilanzierung abrechnungsrelevant.

Mit **steuerbaren Anlagen** erzeugter Strom (z.B. aus Biomasse oder Wasserkraft) sollten nach Möglichkeit **direkt vermarktet** werden, um die Vorteile einer bedarfsgerechten Einspeisung zu nutzen. In der Drittvermarktung (wie auch gegenwärtig in der ÜNB-Vermarktung) blieben diese Potenziale zur Steigerung der Systemeffizienz ungenutzt, und sollten daher nicht weiter ausgebaut werden. Neue Biogas- und Biomasseanlagen ab 750 kW sind ab 2014 nach EEG 2012 ohnehin zu Direktvermarktung verpflichtet und kommen demnach für eine Drittvermarktung nicht in Frage.

Andere Technologien (Wind-Offshore, Gase, Geothermie) sind derzeit (noch) unbedeutend, heterogen, oder die Erzeugung wird teilweise über synthetische Einspeisepprofile von den Verteilnetzbetreibern an die ÜNB gemeldet. Insofern bieten sich diese Technologien zunächst nicht für eine Drittvermarktung an. Im Zuge einer sukzessiven Ausweitung der Drittvermarktung könnten allerdings weitere (dann möglichst leistungs- oder referenzwertgemessene) Technologien in die Drittvermarktung aufgenommen werden.

Aufgliederung von Technologie

Wir empfehlen, PV und Wind-Onshore in getrennten Produktgruppen zu vermarkten und damit die Drittvermarktungsportfolios **technologiespezifisch** zu gestalten. Im Rahmen einer ersten Einführung gäbe es demnach **Wind-Onshore-Portfolios** sowie **Photovoltaik-Portfolios** (siehe auch **Abbildung 5**). Hier sprechen folgende Gründe:

- Die Daten- und Abrechnungsgrundlage für beide Technologien ist zwar deutlich detaillierter als für andere Technologien, jedoch bestehen zwischen den beiden Technologien weiterhin signifikante Unterschiede (z.B. Viertelstundenmessung vs. Referenzmessverfahren).
- Die Einspeisepprofile von Wind-Onshore und PV unterscheiden sich erheblich. Sich hieraus ergebende potenzielle Vorteile einer Spezialisierung von Drittvermarktern auf einzelne Technologien (z.B. im Rahmen der Prognoseerstellung) lassen sich dann nur in technologiespezifischen Portfolios realisieren.

Anteil in Drittvermarktung

Wir empfehlen zunächst nur einen **begrenzten Anteil** der EE-Anlagen im Umlageverfahren **in eine Drittvermarktung** zu überführen (s. Abschnitt 3). So könnten bei einer ersten Einführung eines Drittvermarktungsmodells z.B. zunächst ca. 10 % der nicht direkt vermarkteten Wind-Onshore- und PV-Anlagen Drittvermarktern angeboten werden. Für eine teilweise Beschränkung der Drittvermarktung sprechen aus unserer Sicht zwei Gründe:

- **Kurzfristig** – In einem Modell mit einer Drittvermarktung von ca. 10 % könnte die Funktionsweise einer Drittvermarktung getestet werden, ohne im

Optionen für eine Drittvermarktung

Fälle von **Kinderkrankheiten** oder grundsätzlichen Mängeln erhebliche Auswirkungen auf das System bzw. die EEG-Umlage riskieren zu müssen. Im Erfolgsfall könnte der Anteil von anfänglich 10 % sukzessive erhöht werden.

- **Langfristig – In langfristiger Perspektive** könnte die Drittvermarkter sukzessive ausgeweitet werden, im Extremfall bis zu einer vollständigen Drittvermarktung. Sollten allerdings im Rahmen der Drittvermarktung Produkte mit einer Laufzeit oder einer Vorlaufzeit von mehr als einem Monat ausgeschrieben werden (siehe dazu Abschnitt 4.2.4), müssen **Mengenrisiken** aus dem Anlagen-Zu- bzw. Rückbau sowie dem Opt-in/Opt-out in/aus der Direktvermarktung für die Drittvermarkter **abgedeckt** werden (siehe dazu Abschnitt 4.2.3). Dies könnte über eine residuale ÜNB-Vermarktung erfolgen, d.h. in diesem Fall würde der Anteil der EE-Anlagen in Drittvermarktung auch in längerer Frist unterhalb 100 % verbleiben. Alternativ könnten Kapazitätsrisiken von den Drittvermarktern (mit entsprechenden Risikoprämien) übernommen werden, oder der Anteil der monatlichen Ausschreibungsmengen wird so hoch gewählt, dass Anlagen-Zu- bzw. Rückbau sowie Opt-in/Opt-out mit ausreichender Sicherheit ausgeglichen werden können.

Tranchierung

Bei der Bestimmung der Größe der einzelnen an Drittvermarkter zu vergebenden Portfolios sind Wettbewerbseffekte (siehe Abschnitt 3.4) und Transaktionskosten gegeneinander abzuwägen. Eine generelle Regel besteht diesbezüglich nicht. **Tranchen in einer Größenordnung von 50 MW** erscheinen allerdings plausibel, um sowohl kleineren Marktakteuren eine Teilnahme zu ermöglichen und somit ausreichenden Wettbewerb um die Tranchen zu generieren, als auch die Transaktionskosten (Gebotsabgabe, Bilanzierung, etc.) in Grenzen zu halten.

Zusammenfassung der Segmentierung

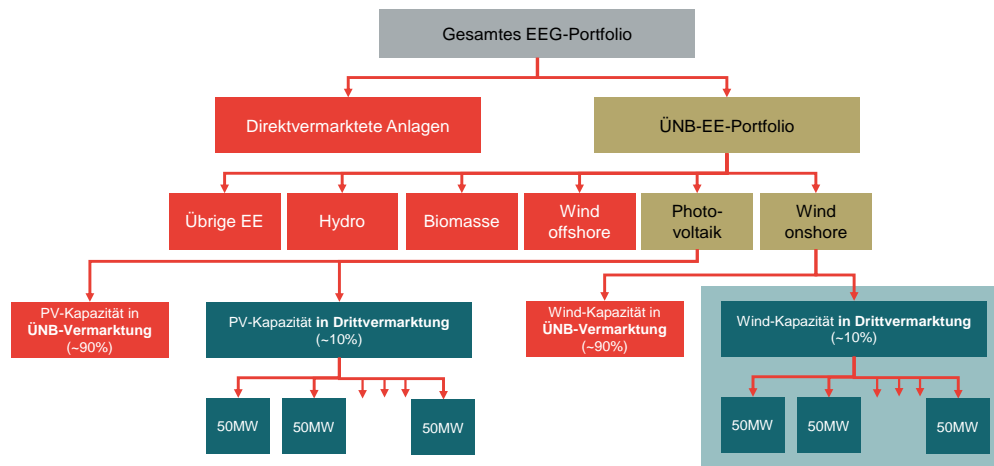
Abbildung 5 zeigt einen Überblick der Segmentierung der gesamten durch das EEG geförderten Anlagen entsprechend der in diesem Abschnitt entwickelten Logik:

- Die Menge aller EE-Anlagen ist zunächst um die gemäß § 33a EEG direkt vermarkteten Anlagen zu bereinigen.
- Von dem residualen ÜNB-Portfolio werden zunächst nur Photovoltaik- bzw. Wind-Onshore-Anlagen über Dritte vermarktet.
- Von der Einspeisung an Photovoltaik- bzw. Wind-Onshore-Erzeugung wird zunächst ein Anteil von z.B. 10% in die Drittvermarktung

überführt, 90 % in ÜNB-Vermarktung würden in diesem Fall in der Vermarktung der ÜNB verbleiben.

- Photovoltaik- bzw. Wind-Onshore-Erzeugung werden potenziellen Drittvermarktern in Tranchen zu jeweils z.B. 50 MW angeboten (ggf. mit unterschiedlichen Laufzeiten, siehe Abschnitt 4.2.4).

Abbildung 5. Segmentierung der EEG-Mengen



Quelle: Frontier Economics.

4.2.2 Vergabe der Drittvermarktungstranchen

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die Drittvermarktungsprodukte definiert wurden, stellt sich im Weiteren die Frage, wie diese Tranchen an potenzielle Interessenten vergeben werden. Dazu gilt es folgende Aspekte zu klären:

- **Vergabeform** – Nach welchem Mechanismus werden die Tranchen vergeben?
- **Preisgebot** – Woraus besteht das Preisgebot eines Drittvermarkters?
- **Reservationspreis** – Sollte ein Mindestpreis festgelegt werden?
- **Zuschlags- und Preisregel** – Welche Gebote erhalten den Zuschlag und welche Gebote sind preisbestimmend für die einzelnen Bieter?

Vergabeform

Um eine hohe Liquidität und einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten, sollten die Drittvermarktungs-Tranchen **öffentlich, transparent und diskriminierungsfrei** z.B. über eine einheitliche Internetplattform **ausgeschrieben** werden. Hierbei bietet sich eine Orientierung an den

Optionen für eine Drittvermarktung

Ausschreibungen der Vergabe von Regelleistungen (siehe dazu die von den vier ÜNBs betriebene Internetplattform <http://www.regelleistung.net>) an:

- **Präqualifizierung** – Potenzielle Teilnehmer an der Auktion müssten sich im Vorhinein präqualifizieren. Anders als bei Regelleistungen bedarf es für die Drittvermarktung jedoch keiner physischen Präqualifizierung. Auch die Anforderungen an finanzielle Sicherheiten könnten moderat sein. Grund ist, dass das finanzielle Risiko für die ÜNB bzw. Verbraucher begrenzt ist, da es keine ex-ante bezahlten Leistungszahlungen o.Ä. gibt.
- **Durchführung** – Die Ausschreibungen wären durch die vier Übertragungsnetzbetreiber durchzuführen. Dabei bietet sich evtl. eine Einbettung in die Informationsplattform <http://www.eeg-kwk.net> an, mittels derer die Übertragungsnetzbetreiber derzeit ihren Transparenzanforderungen bezüglich Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nachkommen.
- **Kontrolle** – Die Vergabe durch die vier Übertragungsnetzbetreiber sollte einer Kontrolle durch eine staatliche Aufsichtsbehörde unterliegen.

Preisgebot

In Abschnitt 4.1.2 haben wir zwei denkbare Modelle für das Preisgebot von potenziellen Drittvermarktern diskutiert:

- **Fixpreis pro MWh** – Bei diesem Modell bietet ein potenzieller Drittvermarkter einen Fixpreis in €/MWh, zu dem er die ihm zuzurechnende „Ist“-Erzeugung zu beziehen bereit ist.
- **Prämie auf Spotpreis** – Bei diesem Modell bietet ein potenzieller Drittvermarkter eine fixe Prämie in €/MWh, die er als Zu-/Abschlag zum Spotpreis (EPEX-Day-Ahead-Preis) in der jeweiligen Stunde bereit ist zu bezahlen, um die ihm zuzurechnende „Ist“-Erzeugung zu beziehen. Die Prämie kann entsprechend negativ sein.

Beide Ansätze unterscheiden sich insbesondere in ihren Wirkungen in zwei Dimensionen:

- **Vermarktungsoptionen der Drittvermarkter** – Der Bezug zum Fixpreis würden dem Drittvermarkter ggf. eine frühzeitige Terminvermarktung der Mengen vereinfachen, da im Vergleich zu einer Prämie auf einen ex-ante unsicheren Spotpreis eine größere Sicherheit hinsichtlich der Bezugskonditionen besteht. Durch die Fixierung des Bezugspreises entsteht eine Long-Position, welche über den Verkauf von Terminkontrakten bzw. langfristigen Lieferverträgen geschlossen werden kann. Das erleichtert ggf.

Optionen für eine Drittvermarktung

eine Realisierung der in Abschnitt 3.2 diskutierten Systemeffizienzpotenziale durch eine Angleichung der EE-Vermarktung an die Nachfragepräferenzen sowie eine höhere Terminmarktliquidität.

Im Fall einer Prämie auf den EEX Spotpreis wäre durch den Drittvermarkter entsprechend der Spotpreisunsicherheit ein höheres Risiko zu tragen, wenn die Strommengen mit einem fixen Preis auf dem Terminmarkt weiterverkauft werden. Ein Drittvermarkter erhielte bei Weiterverkauf auf Termin zu einem Fixpreis somit grundsätzlich ein Risiko analog zu einem direkten Strombezug am Spotmarkt, wobei jedoch im Falle einer Drittvermarktung ein Mengenrisiko der dargebotsabhängigen Erzeugung hinzukommt.² Die Prämie, die Drittvermarkter bieten, könnte daher durchaus negativ sein (d.h. die Drittvermarkter würden die Mengen für zukünftige EEG Erzeugung mit einem Abschlag auf den sich bei Lieferung realisierenden Spotpreises übernehmen). Hierdurch ergibt sich ggf. der Effekt einer Erhöhung der EEG-Umlage (s.u.).

Wird als Referenzpreis der aktuelle Marktpreis herangezogen, fällt die Risikobewertung umgekehrt aus: Ein Bezug von EE-Mengen zu einem Fixpreis beinhaltet ein höheres Risiko, während der Vertragslaufzeit Strommengen nicht zum aktuellen Marktpreis zu beziehen – es besteht eine Risikoposition bei einer „mark-to-market“ Bewertung. Im Falle einer Prämie auf den EPEX-Spotpreis ist der Bezugspreis für die EE-Mengen an die allgemeine Marktentwicklung gekoppelt, die Risikoposition bei einer „mark-to-market“ Bewertung ist demnach begrenzt.

- **Erfassung der Auswirkungen auf die Umlagehöhe** – Die Höhe der EEG-Umlage ergibt sich heute zum Großteil aus der Summe der EEG-Vergütungen abzüglich der Erträge, die durch die ÜNB durch die Vermarktung erzielt werden (zuzüglich der Kosten für Bilanzausgleich, Prognosen, Handel etc.). Die ÜNB Vermarktung erfolgt gegenwärtig entsprechend der AusglMechV am Day-Ahead- bzw. Intraday-Spotmarkt.

Der **Vorteil** einer Prämie auf den Day-Ahead-Preis läge darin, dass an der Umlagehöhe zumindest approximativ die Effekte der Drittvermarktung auf die EEG-Umlagehöhe abzulesen wären (senkender Einfluss bei positiver Prämie, ggf. Umlageerhöhung bei einer negativen Prämie)³. Um den Einfluss auf die Umlage zu begrenzen, könnte zudem die Prämienhöhe durch entsprechende Reservationspreise vergleichsweise einfach reglementiert

² Auf der anderen Seite entfällt jedoch das Risiko eines illiquiden Spotmarkts, das jedoch entsprechend der zunehmenden Bedeutung des Stromhandels von begrenztem Gewicht ist.

³ Dabei wären jedoch vermiedene Transaktionskosten im Vergleich zu der aktuellen ÜNB-Vermarktung zu berücksichtigen, so dass auch geringfügig negative Prämien insgesamt zu einer Umlagesenkung führen könnten.

werden. Zudem offenbart eine Prämie evtl. **transparenter** die Zahlungsbereitschaft bzw. –forderung des Marktes für den Erhalt weiterer Vermarktungsmöglichkeiten und die Übernahme des Profilservicerisikos.

Letztlich sind daher für eine Entscheidung zwischen Geboten auf den Fixpreis des Energiebezugs oder auf eine Prämie relativ zum Spotmarktpreis die Transparenz bezgl. der Effekte der Drittvermarktung auf die Umlagehöhe gegen eine möglicherweise vereinfachte Terminvermarktbarkeit abzuwägen. Eine Entscheidung sollte daher auf Basis einer detaillierten Abstimmung mit den Marktteilnehmern erfolgen.

Reservationspreis

Um eine Erhöhung der EEG-Umlage verhindern bzw. begrenzen zu können, empfiehlt sich die Festsetzung eines Mindestpreises bzw. einer Mindestprämie. Sollten keine Gebote oberhalb dieses Reservationspreises vorliegen, verbleibt die Tranche in der ÜNB-Vermarktung.

Auf diese Weise kann verhindert werden, dass es im Falle einer geringen Bieteranzahl, einer sehr hohen Risikoaversion der Bieter oder grundsätzlich begrenzter Potenziale bzw. hoher Kosten für Drittvermarkter zu einem ungewollten Anstieg der Systemkosten und damit der EEG-Umlage kommt.

Zuschlags- und Preisregel

Es ist weiterhin zu definieren, nach welchen Kriterien bestimmt wird, welche der Bieter Zuschläge zur Vermarktung der Tranchen bekommen und wonach sich der von ihnen zu zahlende Preis bestimmt:

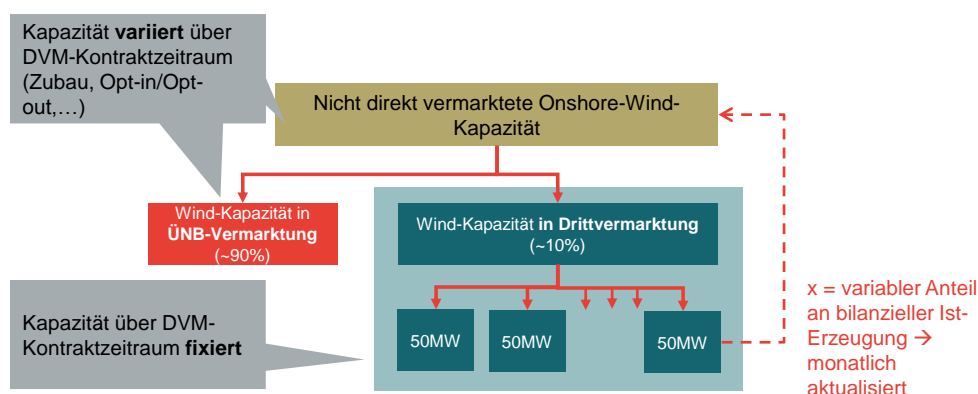
- **Zuschlagsregel** – Bei Gebotsmengen unterhalb der in der Summe aller Tranchen angebotenen Menge erhalten alle Bieter einen Zuschlag, die oberhalb des Reservationspreises angeboten haben. Im Falle eines Nachfrageüberschusses erhalten die **Bieter mit den höchsten Geboten** (oberhalb des Reservationspreises) den Zuschlag.
- **Preisregel** – Aus pragmatischen Überlegungen empfehlen wir einen vereinfachten Ansatz, wonach jeder zugeschlagene Bieter den Preis bzw. die Prämie entsprechend seines eigenen Gebotes bezahlt („pay-as-bid“). Diese Regelung ist z.B. aus dem Regelenergiemarkt bereits bekannt. Vorteil des Ansatzes ist zunächst, dass keine Margen bei den Bietern durch eine Differenz zwischen Gebots- und Marktpreis entsteht und somit Zusatzmargen nicht per se im Auktionsdesign angelegt sind. Grundsätzlich existieren allerdings zahlreiche weitergehende Analysen und Empfehlungen zu Auktions- und Ausschreibungsdesigns, die insbesondere auch die verschiedenen Anreiz- und Wettbewerbswirkungen alternativer Preisregeln aufzeigen. Wir verzichten an dieser Stelle auf eine tiefergehende Diskussion

auf Grund der nachrangigen Wichtigkeit für die Drittvermarktung an sich. Bei einer möglichen Einführung sollten jedoch ggf. in späteren Phasen bei Vorliegen entsprechender Erkenntnisse auch alternative Zuschlags- und Preisregeln geprüft werden.

4.2.3 Bilanzierung

Drittvermarkter sollten die volle Prognoseverantwortung und damit die **volle Verantwortung für den (Sub-)Bilanzkreis** der Drittvermarktungsanlagen erhalten (vgl. Abschnitt 4.1.2). Hierdurch ergeben sich maximale Anreize für eine möglichst genaue Prognoseerstellung sowie kurzfristige Glatstellung.

Abbildung 6. Ermittlung der bilanziellen Ist-Erzeugung am Beispiel der onshore Winderzeugung



Quelle: Frontier Economics.

Abbildung 6 zeigt schematisch, wie entsprechend am Beispiel der onshore Winderzeugung die Ermittlung der bilanziellen Ist-Erzeugung eines Drittvermarkters erfolgt:

- Der Drittvermarkter erwirbt für einen Vermarktungszeitraum eine fixe Erzeugungskapazität einer Erzeugungstechnologie (z.B. 50 MW).
- Da die insgesamt über §16 EEG vermarktete Kapazität einer Technologie über den Vermarktungszeitraum monatlich schwankt (durch Optieren in die Direktvermarktung sowie Zu-/Rückbau), entspricht die fixe Kapazität des DVM einem monatlich variablen Anteil an der Gesamtkapazität.
- Dieser monatlich variable Anteil wird jeweils herangezogen, um aus der gesamten über §16 EEG vermarkteten Ist-Erzeugung jeweils die der Drittvermarktungskapazität entsprechende Menge in den Bilanzkreis des Drittvermarkters zu buchen.

Optionen für eine Drittvermarktung

Formal ergibt sich somit jeweils der Anteil des Drittvermarkters an den jeweils gemeldeten Ist-Erzeugungsmengen wie folgt:

$$Menge_{Drittvermarkter}^{15\text{-minütig}} = Menge_{Gesamterzeugung}^{15\text{-minütig}} * \frac{Kapazität_{Drittvermarkter}^{monatlich}}{Kapazität_{Gesamt}^{monatlich}}$$

Für die Bilanzierung der durch den Drittvermarkter übernommenen **Mengen** stellen sich im Kontext der aktuellen ÜNB-Vermarktung dabei folgende Herausforderungen:

- Werden regelzonenspezifische oder bundesweite Portfolien als Grundlage genommen, und wie können diese mit den aktuell bei den ÜNB geführten **Bilanzkreisen** verrechnet werden?
- Wie werden die jeweiligen **Anteile** des Drittvermarkters an der Gesamtkapazität ermittelt?

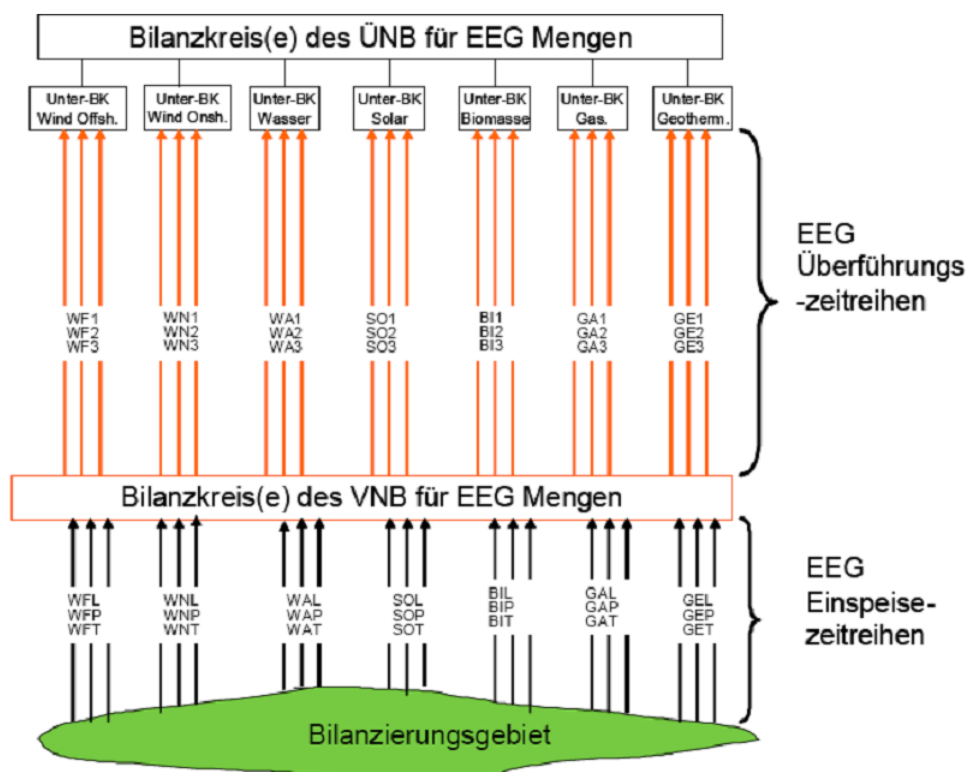
In den folgenden Abschnitten diskutieren wir beide Aspekte im Detail.

Bilanzkreisverrechnung

Eine zentrale Herausforderung der Bilanzierung ergibt sich aus der Tatsache, dass die EEG-Bilanzkreise seitens der ÜNB derzeit nur regelzonenspezifisch erstellt werden. **Abbildung 7** stellt das Vorgehen schematisch dar:

- Die Verteilnetzbetreiber melden jeweils für den Vormonat en-block viertelstündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen für die EEG-Einspeisung. Dabei werden sieben Technologien differenziert sowie jeweils drei verschiedene Ermittlungsverfahren (Standardprofil / Profil mit Tagesparametern / Gemessen, vgl. Abschnitt 4.2.1). Innerhalb dieser Gruppen werden die Mengen aggregiert, das bedeutet anlagenscharfe Daten liegen den ÜNB nicht vor.
- Unabhängig davon, ob diese Werte tatsächlich gemessen oder geschätzt werden, stellen diese für die weitere Vermarktung und Bilanzkreisrechnung zunächst „Ist“-Werte dar. Etwaige Abweichungen werden erst in späteren Abrechnungsstufen (insbes. der Jahresabrechnung) abgerechnet, haben dann jedoch keinen Einfluss mehr auf die kurzfristige Bilanzkreisabrechnung.
- Der ÜNB aggregiert die in seiner Regelzone gemeldeten Zeitreihen zu jeweiligen Überführungszeitreihen, die dann jeweils die regelzonenspezifischen EEG-Bilanzkreise bilden.

Abbildung 7. Energetische Abwicklung der EEG Mengen über Bilanzkreise



Quelle: BDEW (2011).⁴

Weiterhin erfolgt seitens der ÜNB im Rahmen des physikalischen **horizontalen Belastungsausgleichs (HoBa)** bereits im Voraus eine Schätzung der jeweiligen Erzeugungsmengen, auf deren Basis dann bereits zum Zeitpunkt der Einspeisung physische Mengen zwischen den ÜNB ausgetauscht werden. Die HoBa Mengen gehen entsprechend in die Bilanzkreise ein. Ziel dieses Verfahrens ist es, die zwischen den ÜNB existierenden Unterschiede in den EEG-Erzeugungsportfolien durch physischen Ausgleich von Erzeugungsmengen (näherungsweise) zu vereinheitlichen. Die Genauigkeit, mit der dieser Ausgleich erfolgt, variiert zwischen den verschiedenen Technologien:

- Für Winderzeugung und ab 1.1.2012 auch für die Photovoltaikerzeugung werden im Rahmen eines Online-Verfahrens auf Basis von Messwerten die Prognose und der entsprechende Mengenaustausch **viertelstündlich** durchgeführt.

⁴ BDEW (2011), Umsetzungsbeihilfe zum EEG 2009, Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) und der damit verbundenen Verordnungen, Version 2.0 vom 23. August 2011.

- Für die anderen Erzeugungsanlagen erfolgt der Austausch auf Basis eines jeweils für den gesamten **Monat** erstellten Fahrplans.

Für die Bilanzierung der Drittvermarktung ergeben sich somit drei mögliche Ansatzpunkte:

- **Bezug auf regelzonenspezifische Bilanzkreise vor HoBa** – In diesem Fall würde dem Drittvermarkter jeweils ein Anteil der aus den Überführungszeitreihen bestimmten Erzeugungsmengen in einen eigenen Bilanzkreis eingestellt. Die Erzeugung würde damit einem Anteil des regelzonenspezifischen Anlagenportfolios entsprechen, das für die Vermarktung durch den Drittvermarkter entsprechend zu prognostizieren wäre.
- **Bezug auf regelzonenspezifische Bilanzkreise nach HoBa** – In diesem Fall würde dem Drittvermarkter jeweils ein Anteil der aus den Überführungszeitreihen bestimmten Erzeugungsmengen zuzüglich des sich aus dem HoBa für diese Technologie ergebenden Austauschaldos in einen eigenen Bilanzkreis eingestellt. Die Erzeugung würde damit für den Fall, dass der Austausch von Mengen über den horizontalen Belastungsausgleich perfekt alle Unterschiede zwischen den Regelzonen ausgleichen würde, einem Anteil an der bundesweiten Erzeugung entsprechen und wäre entsprechend zu prognostizieren. Da der HoBa jedoch selbst wiederum nur auf Prognosen beruht und damit stets Abweichungen zu der ex-post Abrechnung via Zeitreihen zu erwarten sind, müsste der Drittvermarkter diese (Prognose-) Fehler des HoBa jeweils antizipieren.
- **Bezug auf einen „virtuellen“ bundesweiten EEG-Bilanzkreis** – Eine alternative Herangehensweise zur Abbildung bundesweiter EEG-Portfolios wäre, die jeweils bei den vier ÜNB geführten technologiespezifischen Bilanzkreise zu einem virtuellen, nur für kalkulatorische Zwecke erstellten technologiespezifischen bundesweiten EEG-Bilanzkreis zusammenzuführen. Hieraus könnte ein entsprechender Anteil eines Drittvermarkters bestimmt und diese absoluten Mengen dann aus einem (oder mehreren) der vier ÜNB Bilanzkreise in den beim jeweiligen ÜNB gehaltenen Drittvermarktungsbilanzkreis eingestellt werden. Hierdurch wäre sichergestellt, dass der Drittvermarkter jeweils einen Anteil der bundesweiten Erzeugung erhielte (und entsprechend zu prognostizieren hätte). In dem Maße, wie der HoBa jedoch die tatsächliche Erzeugungsunterschiede zwischen den ÜNB nicht ausgleicht, würden diese Abweichungen vollständig bei den ÜNB verbleiben.

Grundsätzlich sind alle drei Ansätze praktisch im gegenwärtigen Rahmen zu implementieren, unterscheiden sich jedoch in den Prognoseverantwortlichkeiten

und der Risikoallokation. **Tabelle 1** stellt die Ansätze noch einmal zusammenfassend gegenüber.

Tabelle 1. Mögliche Ansätze für die Drittvermarktungs-Bilanzierung

	Regelzonenbezug vor HoBa	Regelzonenbezug nach HoBa	Bundesweiter Bezug
Basis für die anteilmäßige Ableitung der DVM-Mengen	Erzeugung des Regelzonen-spezifischen Anlagenportfolios	Bundesweite Erzeugung, soweit der HoBa Regelzonen-unterschiede tatsächlich ausgleicht	Bundesweite Erzeugung
Prognoseziel des DVM	Regelzonen-spezifische Erzeugung	Bundesweite Erzeugung sowie Prognosefehler des HoBa	Bundesweite Erzeugung
Wer trägt Abweichungen durch HoBa-Fehler?	ÜNB	ÜNB und Drittvermarkter anteilmäßig	ÜNB

Quelle: Frontier Economics.

Ermittlung des Erzeugungsanteils

Neben der Frage der Bilanzkreisverrechnung stellt die Ermittlung des Erzeugungsanteils der Drittvermarktung eine Herausforderung dar. In dem vorgeschlagenen Modell ermittelt sich der Anteil des Drittvermarkters an den jeweils gemeldeten Ist-Erzeugungsmengen aus dem Verhältnis der Drittvermarktungskapazität zur gesamten Kapazität in der Vergütung nach §16 EEG.

Allerdings ist gegenwärtig die monatliche Aktualität der Informationen über den Anlagenbestand, nicht gesichert, d.h. eine gesicherte Angabe der gesamten Anlagenkapazität liegt derzeit nur zur Jahresabrechnung vor. Zwar sind die VNB gehalten, Änderungen im Anlagenbestand kurzfristig (monatlich) weiterzugeben, in der Praxis ergeben sich hierbei jedoch teilweise deutliche Zeitverzögerungen. Faktisch stehen daher unterjährig keine gesicherten Angaben zur Verfügung, auf welcher Kapazität die gemeldeten Einspeisemengen basieren.

Somit werden bereits gegenwärtig im Rahmen der ÜNB Vermarktung die Vermarktungsmengen prognostiziert, ohne die zugrunde liegende Kapazität genau zu kennen. Entsprechend ergeben sich aus den hieraus entstehenden

Optionen für eine Drittvermarktung

Prognosefehlern schon heute Ineffizienzen im Vermarktungssystem. Durch die Sozialisierung dieser Ineffizienz im Rahmen der ÜNB-Vermarktung tritt das Problem aktuell nicht offen zu Tage, ist jedoch im System vorhanden. Für die Drittvermarktung (ohne Möglichkeit der Sozialisierung), deren Ziel unter anderem auch ein Anreiz zur Verbesserung der Prognosequalität ist, sind gesicherte Informationen zum Anlagenbestand jedoch eine notwendige Bedingung.

Aus diesem Grund sollten möglichst kurzfristig Anreize und Mechanismen eingeführt werden, um die monatliche Aktualität des Anlagenregisters sicherzustellen.

4.2.4 Zeitliche Definition der Drittvermarktungsprodukte

Von Drittvermarktern zu ersteigernden Produkte sind in Bezug auf die Zeit in zwei Dimensionen zu definieren:

- **Kontraktlaufzeit** – Wie lange soll ein erfolgreicher Bieter die Vermarktungsverantwortung für die entsprechende Tranche erhalten?
- **Vorlaufzeit** – Wie weit im Voraus sollen Drittvermarktungs-Tranchen ausgeschrieben werden?

Die beiden Aspekte werden im Folgenden diskutiert.

Kontraktlaufzeit

Bei der Festlegung der Laufzeit der Drittvermarktungskontrakte gilt es, folgenden Zielkonflikt abzuwägen:

Je länger die Laufzeit, desto

- **Bessere Vermarktungsmöglichkeiten** bieten sich für die Drittvermarkter. Laufzeiten von mehreren Monaten oder gar Jahren ermöglichen es dem Drittvermarkter, auch auf den entsprechenden **langfristigen Terminmärkten** anzubieten. Damit stehen den Terminmärkten zusätzliche Erzeugungsmengen zur Verfügung, die von risikoaversen Stromnachfragern zur Deckung des Langfristbedarfs aufgekauft werden können. So können Vorlaufzeiten von mehreren Monaten oder gar Jahren genutzt werden, um die Optionalität der EEG Erzeugung dynamisch abzusichern. Eine dynamische Absicherung beinhaltet einen Verkauf bei höheren Preisen für die Lieferperiode und einen Rückkauf bei geringeren Preisen. Auf diesem Weg können potenziell höhere Handelsergebnisse verdient werden, was – für sich genommen – zu einem Anstieg der Zahlungsbereitschaft für die Drittvermarktung und damit in einer sinkenden EEG-Umlage zum Ausdruck kommen könnte. Zusätzlich würde die **Liquidität im Terminmarkt steigen**, welche durch die derzeitige Beschränkung auf eine Spotvermarktung künstlich reduziert wird. Dies ist auch im

Kundeninteresse, da liquide Terminmärkte bessere Möglichkeiten zur Absicherung des Preisrisikos bieten (siehe auch Abschnitt 3.2).

- **Höhere Mengenrisiken** bestehen durch Zubau bzw. Rückbau von EE-Anlagen sowie Opt-in/Opt-out in die bzw. aus der Direktvermarktung. Das direkte Risiko von abnehmenden bzw. zunehmenden Mengen durch weniger oder mehr verfügbare EE-Anlagen wird zwar durch den monatlich variablen Anteil des Drittvermarkters am Gesamtportfolio grundsätzlich eliminiert. Dies gelingt, indem die einem Drittvermarkter zuzurechnende viertelstündliche Erzeugung jeweils so berechnet wird, dass sie der Erzeugung eines Portfolios in Höhe der Tranche des Drittvermarkters (z.B. 50 MW) entspricht (siehe Abschnitt 4.2.3). Es verbleibt jedoch das Risiko einer systematischen Veränderung des Basisportfolios speziell durch die Opt In /Opt Out Möglichkeiten im Rahmen der Direktvermarktung im Zeitverlauf:
 - **Reduzierte Saldierung** – Sollte z.B. die im Umlageverfahren befindliche Anlagenkapazität absolut sinken, reduzieren sich die Vorteile stochastischer Saldierung und die zuzurechnende Erzeugung wird volatiler; und
 - **Systematische Verzerrung** – Wechseln primär Anlagen mit hohen Benutzungsstunden bzw. konstanterer oder weniger Markt-korrelierter Einspeisung in die Direktvermarktung, sinkt die einem Drittvermarkter zuzurechnende Erzeugung gegebenenfalls und wird volatiler.

Wir halten die folgende Aufteilung der Drittvermarktungstranchen in Produkte mit drei verschiedenen Laufzeiten für möglich:

- **Jahresprodukt** – ein Drittel der Drittvermarktungsmenge;
- **Quartalsprodukt** – ein Drittel der Menge (zzgl. in Jahresauktion nicht abgenommene Tranchen); sowie
- **Monatsprodukt** – ein Drittel der Menge (zzgl. vorher nicht abgenommene Tranchen).

Um die Liquidität bei den Ausschreibungen der Tranchen zu bündeln, empfehlen wir zunächst als Lieferperiode für das Jahresprodukt das **Kalenderjahr**, für das Quartalsprodukt das **Kalenderquartal** und für das Monatsprodukt den **Kalendermonat** anzusetzen. Im Zuge einer sukzessiven Ausweitung der Drittvermarktung könnten die Produkte evaluiert und bei Bedarf erweitert bzw. angepasst werden.

Vorlaufzeit

Bei der Festlegung der Vorlaufzeit, mit welcher Drittvermarktungs-Tranchen vergeben werden sollen, gilt es folgenden Zielkonflikt abzuwägen:

Optionen für eine Drittvermarktung

Je länger die Vorlaufzeit, desto

- **Bessere Möglichkeiten zur langfristigen Terminvermarktung.** Im Falle mehrmonatiger Terminprodukte (z.B. Jahresforward) ermöglichen erst mehrmonatige Vorlaufzeiten eine adäquate Vermarktung (siehe zu den Vorteilen den vorherigen Abschnitt bzw. Abschnitt 3.2).
- **Höhere Mengenrisiken** durch Zubau bzw. Rückbau von EE-Anlagen sowie Opt-in/Opt-out in die bzw. aus der Direktvermarktung. Analog zu der Diskussion der Kontraktlaufzeiten im vorherigen Abschnitt steigt die Unsicherheit über die zu Grunde liegenden Anlagen mit zunehmender Vorlaufzeit.

Wir empfehlen, die **Ausschreibungen im Vorvormonat durchzuführen (M-2)**. Hierdurch werden die Vorteile begrenzter Mengenrisiken sowie geeigneter Terminvermarktungsmöglichkeiten abgewogen. Wir empfehlen zudem, **zunächst von einer Implementierung verschiedener Vorlaufzeiten abzusehen**, da sich dadurch - zumindest für eine erste Implementierung - unverhältnismäßig lange Verpflichtungen ergeben und die Komplexität des Systems zunimmt. Im Zuge einer sukzessiven Ausweitung der Drittvermarktung sollten die Vorlaufzeiten evaluiert und bei Bedarf angepasst bzw. differenziert werden.

4.2.5 Weitere Implementierung

Im Folgenden diskutieren wir, inwieweit sich durch die Implementierung einer Drittvermarktung Prozessanpassungsbedarf im weiteren System ergibt. Folgende zwei Aspekte erfordern dabei Beachtung:

- **Systemsicherheitsbedingte EE-Abregelung** – Im Falle eines technisch bedingten Eingriffs der ÜNBs in die Anlagenerzeugung (nach § 11 EEG 2012) haben EE-Anlagen gemäß § 12 EEG 2012 einen Anspruch auf Kompensationszahlungen. Die Herausforderung bei der Drittvermarktung ist, dass gegenwärtig nur Anlagenbetreiber einen Kompensationsanspruch haben. Entschädigungen für Drittvermarkter könnten zusätzlich adressiert werden, allerdings könnten auch die Drittvermarkter diese Risiken, die über das Gesamtportfolio begrenzt sind, übernehmen.
- **Ökonomische EE-„Abregelung“ bei negativen Preisen** – Auch die nach § 8 Abs. 4 möglichen Abregelungen von EE-Anlagen im Rahmen freiwilliger bilateraler Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern wirken sich auf Drittvermarkter aus, welche im Falle einer Implementierung weiter zu analysieren wären.

4.3 Zusammenfassung

In unserer Potenzialprüfung für eine Drittvermarktung (Abschnitt 3) kommen wir zu dem Ergebnis, dass sich die generelle Vorteilhaftigkeit einer Drittvermarktung nicht eindeutig belegen lässt und daher zunächst alternativen Vermarktungswegen (insbesondere der Direktvermarktung) der Vorzug zu gewähren ist. Für den Fall, dass eine Drittvermarktung eingeführt werden sollte, haben wir in diesem Abschnitt mögliche Gestaltungsoptionen analysiert. Im Folgenden fassen wir unsere Handlungsempfehlungen zusammen.

Die Drittvermarktung sollte **sukzessive** eingeführt werden. Das bedeutet, zunächst nur begrenzte Teil-EEG-Mengen in die Drittvermarktung zu überführen. Auf diese Weise lassen sich Erfahrungen mit der Drittvermarktung sammeln, ohne in einem Zuge das nur schwer kalkulierbare Risiko einer Gesamtumstellung des Vermarktungssystems einzugehen.

Die ÜNB-Vermarktung sollte als **Fall-Back-Option** parallel weiter betrieben werden. Damit würden die Übertragungsnetzbetreiber Vermarktungsaufgaben der nicht unter Drittvermarktung fallenden Mengen sowie administrative Aufgaben wie das Pflegen des Anlagenregisters oder Abrechnungsaufgaben weiterhin übernehmen.

Die Ausgestaltung eines möglichen Drittvermarktungsmodells sollte daran ausgerichtet sein, möglichst große **Nutzenpotenziale** zu realisieren. Hierfür sind insbesondere die **Systemeffizienz sowie Verteilungswirkungen** entscheidend. Die entsprechende von uns entwickelte Empfehlung für ein Drittvermarktungsmodell (Grundmodell) wird im Folgenden zusammengefasst:

- Es werden technologiespezifische Tranchen für **Wind-Onshore** und **Photovoltaik** vergeben. Die Vergabe erfolgt in öffentlichen, diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungen durch die ÜNB;
- Es erfolgt zunächst eine Beschränkung der Drittvermarktung auf eine Teilmenge (zunächst z.B. ca. **10 %**) der im Umlageverfahren geführten Kapazitäten, aufgeteilt z.B. in **50 MW** Tranchen;
- Die drittvermarkteten Kapazitäten werden in **Jahres-, Quartals- und Monatsprodukten** vermarktet (z.B. zu gleichen Teilen). Die Ausschreibung erfolgt mit jeweils 2 Monaten Vorlauf;
- Drittvermarkter haben entweder einen **Fixpreis** (in €/MWh) **oder** eine **Prämie auf den Spotpreis** (in €/MWh) zu bezahlen;
- Der Drittvermarkter erhält dabei **volle Verantwortung** für den (Sub-) **Bilanzkreis** der DVM-Anlagen;

Optionen für eine Drittvermarktung

- Die anzurechnenden Mengen ergeben sich dabei aus dem (variablen) Anteil der DVM-Tranche an der gesamten technologiespezifischen, nicht direkt-vermarkteten „**Ist**“-**Erzeugung** (basierend auf Leistungsmessung bzw. Referenzmessmethode); und
- Bezug für die Ableitung des Portfolios kann entweder der **Regelzonenbilanzkreis** oder die **bundesweite** Summe der Regelzonenbilanzkreise sein.

Anpassungen des Drittvermarktungsmodells können im Zuge der Auswertung der Erfahrungen mit dem Grundmodell sukzessive implementiert werden.

Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 www.frontier-economics.com