

Kurzstudie

Regionale Grünstromvermarktung

ERSTELLT DURCH

Verena Lerm
Simon Schäfer-Stradowsky
Denise Albert

Im Rahmen des Kopernikus Projekts ENavi

KOPERNIKUS
»PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

t +49 (0)30 40 81 87 010
f +49 (0)30 40 81 87 029

ikem@info.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

t +49 (0)38 34 420 2100

lsrodi@uni-greifswald.de

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| I. Zusammenfassung | 1 |
| II. Einleitung | 3 |
| III. Hintergrund: Stromhandel allgemein | 5 |
| IV. EEG-Veräußerungsformen | 7 |
| 1. Geförderte Direktvermarktung..... | 8 |
| a) Ausfallvergütung..... | 10 |
| b) Entfallen des EEG-Zahlungsanspruchs in Negativpreissituationen..... | 10 |
| 2. Sonstige Direktvermarktung..... | 11 |
| 3. Einspeisevergütung | 12 |
| 4. Mieterstromzuschlag | 12 |
| V. Kennzeichnung des Stroms nach § 42 EnWG | 14 |
| 1. „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“, § 78 EEG 2017 | 15 |
| 2. Kennzeichnung mit Herkunftsnachweisen, § 79 EEG 2017..... | 17 |
| 3. Kennzeichnung mit Regionalnachweisen, § 79a EEG 2017 | 17 |
| VI. Privatautonom gestaltete Grünstromprodukte | 19 |
| VII. Vermarktungsoption bilanziellen Grünstroms auf Basis sortenreiner Bilanzkreise | 21 |
| 1. Eckpunkte für die Ausgestaltung eines bilanzkreisgestützten Grünstrombezugs..... | 21 |
| 2. Anknüpfungspunkt „sortenreine Bilanzkreise“ | 24 |
| 3. Nachweismechanismus..... | 25 |
| 4. Vereinbarkeit mit europäischen Vorgaben..... | 26 |
| a) Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit, Artt. 34, 36 AEUV | 26 |
| b) Vereinbarkeit mit europäischem Beihilferecht, Art. 107, 108 AEUV | 28 |
| VIII. Fazit | 31 |

I. Zusammenfassung

Die Notwendigkeit zur umfassenden und sektorenübergreifenden Nutzung nachweislich „grüner“ Strommengen ist für die Erreichung der politischen **Klimaschutzziele** unentbehrlich. Der dadurch generierte Bedarf von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) käme den EE-Stromerzeugern eigentlich entgegen. In der Branche ist die Nachfrage nach wirtschaftlichen und angesichts zahlreicher Abregelungsmaßnahmen umfangreichen Absatzmöglichkeiten groß. Der wirtschaftliche Betrieb insbesondere von Windenergieanlagen lässt sich zum aktuellen Börsenstrompreis nicht abbilden. Neu in Betrieb zu nehmende Anlagen werden davon betroffen sein, weil die avisierte vollständige Marktintegration von EE-Strom perspektivisch auf ein Auslaufen der Förderzahlungen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) hinausläuft. Der Ablauf des EEG-Förderzeitraums für die ersten Anlagen, die mit Inkrafttreten des EEG 2000 in Betrieb genommen wurden, verursacht bei unzureichenden Erlösoptionen ein Rückbaurisiko, das sich in einem spürbaren negativen Abweichen vom im EEG festgelegten Zubaupfad niederschlagen kann. Die fehlende Strommenge steht für die „grüne“ Elektrifizierung der Energiebedarfe in anderen Sektoren dann nicht zur Verfügung.

Dabei kann die umfassende Grünstromnutzung zu einer **Reduzierung der Kostenlast** beitragen. Der gesteigerte Grünstrombedarf kann auch bei einem parallel weiter stattfindenden EE-Anlagenzubau mit einer Netzentlastung einhergehen und so die Systemintegrationskosten verringern, sofern der Grünstrombezug regionale Bezüge aufweist. Die Folgekosten aus der Abregelung von bereits installierten EE-Anlagen können ebenfalls reduziert werden. Geeignete Erlösoptionen, die insbesondere für noch EEG-förderfähige Anlagen einen Anreiz bieten, wie in der sonstigen Direktvermarktung ihren EE-Strom ungefördert zu veräußern, können sich günstig auf das EEG-Förderkonto auswirken.

Das Erreichen der gesellschaftlich (noch) überwiegend befürworteten Energiewendeziele und die Reduzierung der dafür erforderlichen finanziellen Mittel können **akzeptanzstiftend** sein. Die Grünstromnutzung mit regionalem Bezug kann die Wirkung entfalten, indem sich Möglichkeiten für eine Beteiligung der Bürger vor Ort an einem Geschäftsszenario der Energiewende eröffnen.

Sektorenkopplungskonzepte bewegen sich in einem Rechtsrahmen, der die Erreichung der aufgezeigten Ziele wenig begünstigt. Der Status quo des Energiewirtschaftsrechts kennt eigentlich nur den direkten physikalischen Grünstrombezug. Bei nicht direktem Strombezug können bilanzielle Grünstrommengen lediglich zu Produktinformationszwecken mit gesetzlichen bzw.

privatautonom begründeten Kennzeichnungen versehen werden. Grünstrom kann nach den im EEG festgelegten und in Kapitel D überblicksartig dargestellt Veräußerungsformen durch die Anlagenbetreiber oder deren Direktvermarkter, sowie die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)¹ über das Netz der allgemeinen Versorgung veräußert werden. Auf den Veräußerungsformen setzen bestimmte Stromkennzeichnungen auf, zu deren Charakteristika in Kapitel E einen Überblick gibt. In der Studie wird aufgezeigt, dass aktuell die auf diesem Wege bezogenen und gekennzeichneten Strommengen nicht als Grünstrommengen zur Dekarbonisierung beitragen können. Dies liegt im Grunde daran, dass die vorgesehenen EE-Stromveräußerungsformen es nicht erlauben, die Strommenge im Zeitpunkt des Letztverbrauchs eindeutig einer erneuerbaren Energiequelle zuzuordnen. Ein bestehendes System, dass die Zuordnung von bilanziellen Grünstrommengen zur Vermeidung der Förderung von nicht ausschließlich „grünen“ Strommengen durch die Marktprämie zumindest im ersten Transaktionsschritt erlaubt, ist im EEG angelegt. Ausführungen zur Funktionsweise von Bilanzkreisen allgemein und den EEG-Marktprämienbilanzkreisen befinden sich in Kapitel G.

Damit die Dekarbonisierung der Sektoren unter Berücksichtigung der Kostensenkung und Akzeptanzsteigerung gelingen kann, sollten insbesondere bilanzielle Grünstrommengen im regionalen, nicht nur im unmittelbaren, räumlichen Zusammenhang mit der Anlage für die Sektorenkopplung nutzbar gemacht werden können. Die energiewirtschaftsrechtliche Gleichstellung physikalisch „grüner“ Strommengen mit bilanziellen kann hier perspektivisch Abhilfe schaffen. Die Umsetzung könnte durch die Implementierung einer mit der sonstigen Direktvermarktung vergleichbaren bilanzkreisgestützten Veräußerungsform erfolgen.

Zu beachten ist: Zur Zielerreichung wird vorliegend im Kern der bilanzielle Grünstrombezug über das Netz der allgemeinen Versorgung vorgeschlagen. Mit dem Netzstrombezug geht regelmäßig die höchste staatlich veranlasste Kostenbelastung, verursacht durch Umlagen, Steuern und Abgaben, einher. Für die Umsetzung von Sektorenkopplungsgeschäftsmodellen stellen sie das zweite maßgebliche Hindernis dar. Dieser Themenkomplex ist nicht Gegenstand der folgenden Ausführungen.

¹ Ausnahme davon ist der Spezialfall des Mieterstrommodells, § 21 Abs. 3, § 19 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017.

II. Einleitung

Nach der Unterzeichnung des Pariser Klimaabkommens von 2015 hat die Bundesrepublik 2016 eine Klimaschutzlangfriststrategie beschlossen. Der „Klimaschutzplan 2050“ definiert für das Jahr 2050 das Ziel, die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu senken. Die Erreichung dieses Ziels ist möglich, wenn der Energieverbrauch in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr möglichst gesenkt, und der Bedarf im Übrigen weitestmöglich aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Nach aktuellem Kenntnisstand ist die Dekarbonisierung der genannten Sektoren nur mit Hilfe der Elektrifizierung mittels EE-Strom denkbar. Gemeint ist der direkte Einsatz von EE-Strom, z.B. im Bereich Elektromobilität und erforderlichenfalls die Umwandlung von EE-Strom in andere Energieträger. Der bereichs- oder sektorenübergreifende Einsatz von EE-Strom wird meist unter dem Begriff „Sektorenkopplung“ (im engeren Sinne) diskutiert.

Der Ansatz der Sektorenkopplung dürfte dabei nicht allein aus Perspektive der Akteure aus den zu dekarbonisierenden Sektoren von Interesse sein. Denn Sektorenkopplungstechnologien können als steuerbare Last ein „Gegengewicht“ insbesondere zur fluktuierenden EE-Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie bieten. Bei entsprechender Steuerbarkeit können Sektorenkopplungsanlagen markt-, system- und netzseitige Impulse aufgreifen und Erzeuger, Netzbetreiber und Verbraucher von deren Einsatz profitieren. Insbesondere EE-Stromerzeuger sind mit Entwicklungen konfrontiert, die eine Integration von Sektorenkopplungsanlagen nahelegen (zum Beispiel innovative Ausschreibungen im EEG, verstärkte Systemintegration von Erzeugungsanlagen).

Die Nutzung von EE-Strom in anderen Sektoren findet gegenwärtig indes nur zurückhaltend statt. Erstens ist der Strombezug im Regelfall im Vergleich zu anderen Energieträgern zu teuer. Entscheidend dürften hier die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile sein, die aktuell ca. 75 % des Haushaltskundenstrompreises ausmachen können. Existierende Sektorenkopplungsanwendungen sind meist entweder nicht auf einen wirtschaftlichen Betrieb ausgelegt oder wirtschaftlich tragfähige Konzepte profitieren von besonders günstigen Bedingungen im Einzelfall. Zweitens ist die Situation dem Umstand geschuldet, dass der regulatorische Rahmen derzeit im Ergebnis – bis auf wenige Ausnahmen – ausschließlich physikalischen EE-Strombezug berücksichtigt. Dies betrifft einerseits Vorgaben zu Abgabe- und Umlageentlastungen für den Strombezug. Andererseits betrifft es den Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes auf dessen Wertungspfad und damit die Frage, inwiefern er abseits des Stromsektors anerkanntermaßen

zur Dekarbonisierung beitragen kann. Bei einer rein bilanziellen Lieferung kann kein Beitrag geleistet werden.

Weiterhin sehen sich EE-Stromerzeuger, insbesondere aus bestehenden Windenergieanlagen, ab Ende 2020 neuen Anforderungen ausgesetzt. Denn ab dann fallen schrittweise die ersten EE-Anlagen aus dem 20-jährigen Vergütungszeitraum. Laut Schätzungen eines Gutachtens von Deutsche Windguard² betrifft das im ersten Jahr 4,5 GW installierter Leistung aus Windenergieanlagen an Land (WEA) und im Weiteren womöglich um die 2 GW pro Jahr. Für viele dieser WEA gilt laut ersten Umfragen, dass beim derzeitigen Börsenstrompreis geringe Anreize für einen Weiterbetrieb bestehen, weshalb ein Rückbau droht. Diese Entwicklung kann womöglich abgewendet werden, wenn den EE-Anlagen neue Geschäftsmodelle über die bilanzielle Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Stroms im Rahmen der Sektorenkopplung ermöglicht wird. Dadurch könnten sich höhere Strompreise einstellen, als über den derzeitigen börslichen Graustromhandel.

Mittelfristig können von einer solchen regulatorischen Entwicklung auch neue Projekte profitieren. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden zeigen, dass auch unter Berücksichtigung von entfernten Inbetriebnahmedaten mit einer geringen Förderquote kalkuliert wurde. Um dennoch eine hohe Realisierungsrate der bezuschlagten EE-Anlagen zu erreichen und nachhaltige, über mindestens 20 Jahre laufende Projekte wirtschaftlich zu gestalten, bedarf es womöglich weiterer Vertrieboptionen, die über den börslichen Graustromhandel hinausgehen.

Eine solche Erweiterung des Vertriebs könnte für den Erfolg der geplanten Steigerung der EE-Ausbaugeschwindigkeit entscheidend sein. Denn einerseits stellt sich zunehmend ein Konsumverhalten ein, das verstärkt auf regionale und lokal verankerte Produkte ausgerichtet ist und gegebenenfalls höhere Zahlungsbereitschaften hervorruft. Andererseits kämpfen neue EE-Projekte teilweise mit Akzeptanzproblemen vor Ort. Grünstromprodukte mit Bezug zu konkreten Windrädern könnten beiden Aspekten Rechnung tragen.

Damit rückt die Produktgestaltung für EE-Strom zunehmend in den Fokus der Regulierung. Das vorliegende Papier widmet sich der Frage, welchen Spielraum der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen für eine entsprechende Produktgestaltung unter besonderer Berücksichtigung der Anforderungen der Sektorenkopplung lässt (*de lege lata*). Und unterbreitet einen Vorschlag für eine zukünftige Ausgestaltung des Handels mit „grünem“ Strom (*de lege ferenda*).

² Deutsche Windguard, Varel 2016, Bericht im Auftrag der NATURSTROM AG: Weiterbetrieb von Windenergieanlagen an Land nach 2020.

III. Hintergrund: Stromhandel allgemein

Die Belieferung von Letztverbrauchern erfolgt im Allgemeinen in Gestalt von Stromprodukten.

Derzeit werden beispielsweise im Haushaltskundenbereich, der eine Letztverbrauchergruppe repräsentiert, im Wesentlichen zwei Stromprodukte angeboten: Ein Stromprodukt, dessen Energieträgerzusammensetzung sich kaum vom bundesdurchschnittlichen Energieträgermix unterscheidet (ca. 1/3 EEG-geförderter Strom, Rest sonstig (konventionell) erzeugter Strom) oder sogenannte Grün- bzw. Ökostromprodukte, die einen höheren Anteil an EE-Strom ausweisen und im Einzelfall mit einem Aufpreis angeboten werden. Zeit- bzw. lastvariable Stromtarife, die marktdienlich sein dürften und zugleich system- bzw. netzdienliche Impulse aufgreifen bzw. setzen können, sind im Gesetz angelegt. Aktuell werden sie eher im Einzelfall angeboten. Verwendungszweckbezogene Stromprodukte sind beispielsweise Stromlieferungen für den Wärmepumpenbetrieb, deren Tarifierung regelmäßig günstiger ausfällt.

Werden die eine „grüne“ Eigenschaft herausstellenden Grünstromprodukte über das allgemeine Netz der Versorgung geliefert, basieren sie gegenwärtig wesentlich auf der Verwendung von Herkunftsnachweisen. Herkunftsnachweise können allerdings europaweit und unabhängig von der Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurden, gehandelt werden. Auch Strommengen, die konventionell erzeugt wurden, können damit versehen werden. Eine zuverlässige Aussage darüber, dass letztlich Grünstrom verbraucht wurde, lässt sich deshalb mit ihrer Hilfe nicht treffen. Dieser (geldwerte) Vorteil ging verloren. Regionalmachweise sind dagegen zwar fest mit der zu kennzeichnenden Strommenge verknüpft. Die kennzeichnungsfähige Strommenge ist allerdings eingeschränkt, sodass sie lediglich für ein gutes Drittel des Stromprodukts genutzt werden können. Eine unmittelbare Aussage zur „grünen“ Eigenschaft erlauben sie außerdem nicht.

Davon abzugrenzen sind Grünstromprodukte, die über eine Direktleitung von der EE-Anlage zum Letztverbrauch geleitet oder geliefert werden. Die Herkunft des Stroms ist hier eindeutig bestimm- und deshalb aus Sicht des Gesetzgebers grundsätzlich nutzbar. Für Verwendungszwecke wie das Herstellen von EE-Wasserstoff oder EE-Wärme kommt dieser Strom beispielsweise infrage. Eine erste allgemeingültige Ausnahme davon macht die 37. BImSchV, die unter sehr restriktiven Voraussetzungen den Netzstrombezug dem direkten EE-Strombezug zur Herstellung von Biokraftstoffen gleichstellt.

Der energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen steuert die Stromproduktgestaltung für bilanzielle Strommengen in diese Richtung im Wesentlichen dadurch, dass für EE-Strom Veräußerungsformen (§§ 19 ff. EEG 2017) und Produktkennzeichnungen (§§ 68 ff. EEG 2017 i. V. m. § 42 EnWG) vorgesehen werden. Mit Ausnahme des Mieterstroms setzen die EEG-Veräußerungsformen die Netznutzung voraus, sehen aber selbst für EEG-ungeförderten EE-Strom keinen Mechanismus zum Erhalt der „grünen“ Eigenschaft vor. Den vorgeschriebenen Kennzeichnungsmechanismen kommt allein eine Informationsfunktion zu. In der Praxis kommen zwar individuelle Kennzeichnungen für bilanzielle Strommengen vor, deren Ausgestaltung privatautonom erfolgt. Die Eigenschaft von bilanziellem Strom aus erneuerbaren Energiequellen lässt sich aber auch mit ihrer Hilfe nicht erhalten.

Ein Indiz dafür, dass der regulatorische Status quo keine wirtschaftlich sinnvolle EE-Stromvermarktung nach marktlichen Bedingungen erlaubt, ist die in der sonstigen Direktvermarktung veräußerte Leistung. Sie liegt bei deutlich unter als 200 MW der installierten Leistung (Stand Dezember 2017). Im Vergleich zur gefördert direktvermarkteten installierten Leistung von 68.099 MW (Stand Dezember 2017)³ ist das verschwindend gering.

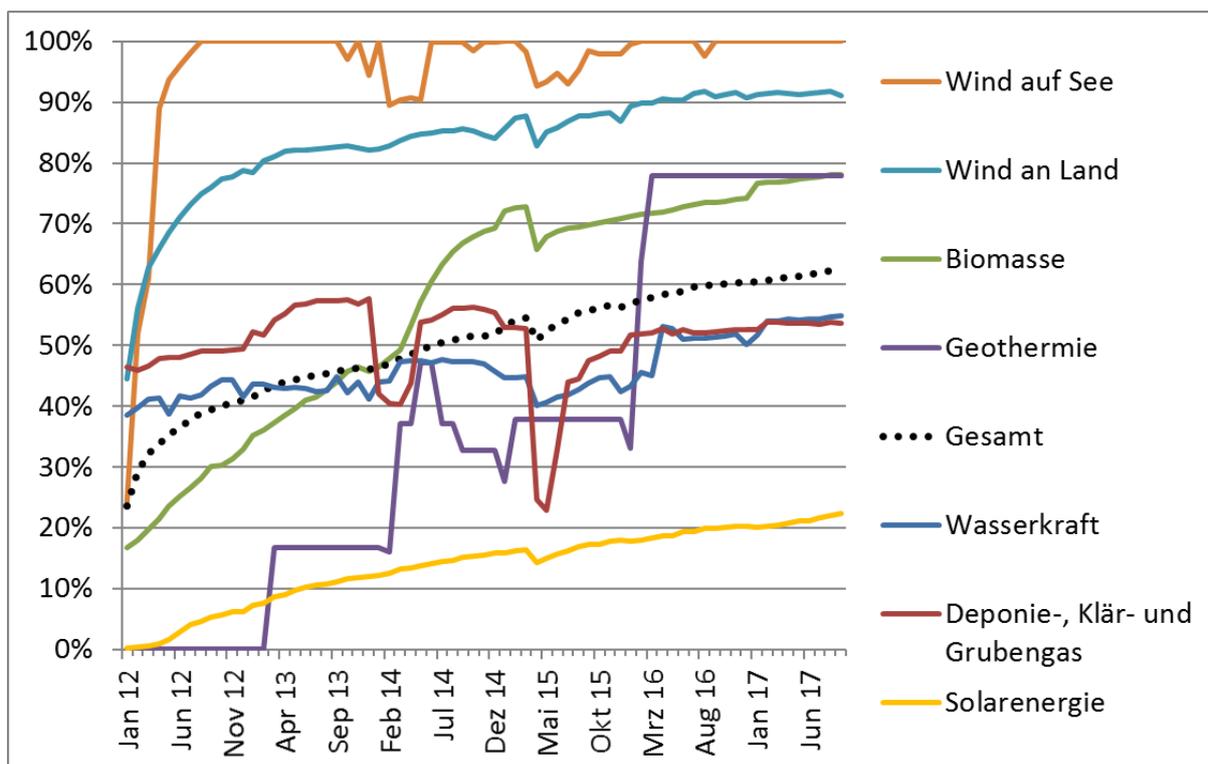
Dieses Dokument dient zunächst der Übersicht über die Art und Weise der (EE-)Stromveräußerung im EEG und der dadurch zumeist bedingten zulässigen Art und Weise der Stromkennzeichnung. Im Zuge dessen wird aufgezeigt, inwiefern der regulatorische Rahmen bei der Realisierung des Potenzials, Stromprodukte für Sektorenkopplungsanwendungen sowohl kunden- als auch gesamtsystemdienlich auszugestalten, eine Herausforderung darstellt. Schließlich wird eine Veräußerungsoption aufgezeigt, die auf Bilanzkreisen basiert und als Ansatz zur Fortentwicklung oder Ergänzung der etablierten EE-Stromveräußerungsformen dienen kann.

³ Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, Quartalsbericht, Fraunhofer ISI et al., Dezember 2017.

IV. EEG-Veräußerungsformen

Das EEG 2017 sieht für die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien **vier Veräußerungsformen** vor: die geförderte und sonstige Direktvermarktung, den Mieterstromzuschlag und die Einspeisevergütung. Zwecks Verbesserung der Marktintegration soll der Strom aus erneuerbaren Energien gem. § 2 Abs. 2 EEG 2017 direktvermarktet werden. Der Anteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung steigt kontinuierlich an (vgl.

Abbildung 1). Mittlerweile (Stand Dezember 2017) werden insgesamt ca. 63 % der EEG-förderfähigen installierten Leistung direktvermarktet.



Quelle: Fraunhofer ISI et al., Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht 12/17.

Abbildung 1: Anteil der installierten Leistung in der (geförderten und sonstigen) Direktvermarktung nach erneuerbaren Energiesparten von 2012 bis Ende 2017.

Im Kalenderjahr 2016 wurde eine Strommenge von ca. 170 TWh direktvermarktet. Zwei Begleiterscheinungen der Direktvermarktung sind, dass ein Großteil der EE-Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet ist, die deren Fernsteuerbarkeit sicherstellen sollen. Darüber hinaus übernehmen die Anlagenbetreiber bzw. deren Direktvermarkter Bilanzkreisverantwortung (vgl. § 20 Abs. 1 EEG 2017). Die Strommengen in der Direktvermarktung in 2017

insgesamt und insbesondere die Zuwächse im Jahr 2017 im Vergleich zu 2016 werden sparten-spezifisch in *Tabelle 1* dargestellt.

| In MW | Marktprämie Dezember 2017 | Installierte Leistung November 2017 | Zuwachs Marktprämie 4. Quartal | Zuwachse Marktprämie 2017 gesamt |
|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Wasserkraft | 685 | 1.547 (nur EEG) | -31 | 40 |
| Deponie-, Klär- und Grubengas | 253 | 491 | 0 | 5 |
| Biomasse | 5.456 | 7.452 | 48 | 360 |
| Geothermie | 30 | 40 | 0 | 0 |
| Wind an Land | 46.630 | 49.404 | 1.559 | 5.443 |
| Wind Offshore | 5.265 | 4.912 | 354 | 1.136 |
| Solarenergie | 9.779 | 42.332 | 356 | 1.543 |
| Summe | 68.099 | 104.286 | 2.286 | 8.527 |

Quelle: Fraunhofer ISI et al., Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht 12/17.

Tabelle 1: Status Quo der Leistungen (MW) in der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie sowie Zuwächse im letzten Quartal und in 2017 insgesamt.

Der Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist grundsätzlich nur zum ersten Kalendertag eines Monats zulässig, § 20 Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Der Strom darf prozentual auf die Veräußerungsformen verteilt werden, sofern die prozentuale Zuordnung messtechnisch zuverlässig nachvollziehbar bleibt. Ausgenommen hiervon ist die Ausfallvergütung (s. Kapitel C. I. 1.), § 20 Abs. 1 S. 2 EEG 2017. Ohne besondere zeitliche Einschränkungen darf der Strom vollständig oder anteilig vom Anlagenbetreiber an Dritte weitergegeben werden, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage und ohne Nutzung des allgemeinen Netzes verbrauchen, § 20 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017. Die oft geltende zeitliche Einschränkung kann für die Bewertung der Flexibilität von Sektorenkopplungsgeschäftsmodellen von Einfluss sein und sollte mitgedacht werden.

1. Geförderte Direktvermarktung

Die **geförderte Direktvermarktung** ist für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 01. August 2014 mit einer Nennleistung ab 500 kW und seit dem 01. Januar 2016 ab 100 kW verpflichtend. Der eigentlich im Wege der Direktvermarktung begründete EEG-Zahlungsanspruch ist die Marktprämie. Die Marktprämie ist nach dem System des EEG 2014 die Differenz vom sog. administrativ festgelegten anzulegenden Wert und dem Monatsmarktwert. Dieses System stellt für Anlagen, die mit Inkrafttreten des EEG 2017 nunmehr grundsätzlich an Ausschreibungen teilnehmen, ein Auslaufmodell dar. Für sie wird der anzulegende Wert wettbewerblich ermittelt. Der anzulegende Wert entspricht dann grundsätzlich dem Gebotswert, mit dem Bieter für

Windenergieanlagen an Land und auf See, Solar- sowie Biomasseanlagen in der/den jährlichen Ausschreibungsrunde/n erfolgreich waren. Weitere wesentliche Voraussetzungen zur Anspruchsbegründung sind: Der förderfähige EE-Strom muss in das allgemeine Netz der Versorgung eingespeist werden (und wird damit „grau“) und der Anlagenbetreiber oder ein Dritter – regelmäßig ein sog. Direktvermarkter – müssen den Strom direkt vermarkten. Zur Vermeidung der Förderung „grauer“ Strommengen, muss der EEG-förderfähige Strom in einem sortenreinen Bilanzkreis, in dem grundsätzlich ausschließlich in dieser Veräußerungsform zu vermarktender EE-Strom eingestellt wird, bilanziert werden.⁴

Im Juni 2017 wurde die Marktprämie für 63.869 MW beansprucht, wovon der größte Teil mit 43.726 MW aus Windenergie an Land stammt.

Betrachtet man die **Leistungsanteile** in der Direktvermarktung, ergibt sich für Windenergie an Land, Solar und Biomasse im Juni 2017 folgendes Bild: Windenergie an Land hat davon mit ca. 94 % den höchsten Anteil direktvermarkteter Leistung. Biomasse weist einen Anteil von ca. 76 %; Klär-, Deponie- und Grubengas von ca. 52 % auf. Die Leistung aus Solaranlagen wird zu rund 22 % gefördert direktvermarktet. Die meiste Leistung aus Solar (72 % oder 5.394 MW) stammt aus dem Leistungssegment ab 1 MW. Anlagen unter 250 kW werden dagegen lediglich zu ca. 1 % (entspricht einer Gesamtleistung von 25.767 MW) direktvermarktet.

Es lässt sich abschließend feststellen, dass sich in der geförderten Direktvermarktung der überwiegende Anteil der installierten Leistung aus EE-Anlagen befindet; Tendenz steigend. Die besonderen Voraussetzungen der Marktprämie sind vergleichsweise umfangreich. Sie verursachen einerseits eine zunehmende Steuerbarkeit des Kraftwerksparks und haben durch die Implementierung sortenreiner Bilanzkreise einen Mechanismus geschaffen, der die zuverlässige Rückverfolgbarkeit bilanzieller „grüner“ EE-Strommengen ermöglicht. Beide Aspekte könnten aus Sicht der Sektorenkopplung günstig nutzbar gemacht werden. Andererseits handelt es sich im Lichte des Verbots der Überförderung um eine relativ restriktiv geregelte EEG-Veräußerungsoption. Der Gestaltungsspielraum ist dementsprechend begrenzt. Ungünstig dürfte für innovative Sektorenkopplungskonzepte regelmäßig das Verbot der Doppelvermarktung sein. Kommt der gefördert direktvermarktete Strom bei Letztverbraucher an, darf ihm keine vermarktbare „grüne“ Eigenschaft mehr anhaften. Die Verwendung von Herkunftsnachweisen ist beispielsweise nicht zulässig.

⁴ In Kapitel „F. II. Vermarktungsoption bilanziellen Grünstroms auf Basis sortenreiner Bilanzkreise“ erfolgen weitere Ausführungen zu Bilanzkreisen.

Zur Vermeidung von Konflikten durch staatlich veranlasste Überförderung sollte das Produktgestaltungskonzept nicht auf der geförderten Direktvermarktung aufsetzen. Aus dem Entfallen eines EEG-Zahlungsanspruchs dürfte folgen, dass ein Sektorenkopplungsgeschäftsmodell wirtschaftlich so attraktiv sein muss, dass Anlagenbetreiber mit EEG-Zahlungsanspruch dazu veranlasst werden, aus der Veräußerungsform der geförderten Direktvermarktung heraus zu wechseln. Nur auf diesem Wege kann überdies die große installierte (Wind-) Leistung, die annähernd ausschließlich in der geförderten Direktvermarktung veräußert wird, für innovative Sektorenkopplungsmodelle erschlossen werden.

Es existieren zwei besondere Regelungen, die Einfluss auf die Erlösströme von EE-Anlagenbetreibern in der geförderten Direktvermarktung haben.

a) Ausfallvergütung

Die **Ausfallvergütung** greift, wenn die Teilnahme an der geförderte Direktvermarktung (bspw. aufgrund der Insolvenz des Direktvermarkters) vorübergehend nicht möglich ist. Sie wird für Anlagen mit einer Nennleistung über 100 kW drei Monate am Stück und höchstens insgesamt sechs Monate im Jahr gewährt, § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017. Der anzulegende Wert wird zudem für die Zeit der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung um 20 % reduziert, § 53 S. 2 EEG 2017. Die Bedingungen machen die Ausfallvergütung zu einem wirtschaftlich vergleichsweise unattraktiven EEG-Zahlungsanspruch. Dies dürfte die geringe Anlagenleistung (Stand Dezember 2017) in der Ausfallvergütung mit erklären. Es handelt sich um 37 MW aus insgesamt 93 Anlagen (5 Wind- und 87 PV-Anlagen). Die Auswertung und Berichte von Akteuren deuten darauf hin, dass die Anlagenbetreiber von Anlagen in der Leistungsklasse von 100 – 500 kW Schwierigkeiten haben, einen Direktvermarkter zu kontrahieren. Im Jahresverlauf 2017 wurden zwischen 2 % und 3 % der zugebauten Anlagenleistung in der Ausfallvergütung vermarktet.

b) Entfallen des EEG-Zahlungsanspruchs in Negativpreissituationen

(Zusammengefasste) Windenergieanlagen ab 3 MW und alle übrigen (zusammengefassten) Anlagen ab 500 kW mit Inbetriebnahmedatum ab 01. Januar 2016 können in den Anwendungsbereich der **Regelung zu negativen Preisen**, § 51 EEG 2017, fallen. Danach reduziert sich der anzulegende Wert im Ergebnis auf null im Fall von negativen Strombörsenpreisen, die sechs Stunden am Stück auftreten. Von der Regelung sind aktuell EE-Anlagen mit einer Leistung von 9.156 MW betroffen (Stand Ende 2017). Das mittlerweile ganzjährige Auftreten von negativen Preissituationen deutet darauf hin, dass neben der Wind- auch die Solarenergie von Einfluss ist. Im Vergleich zum Zubaufortschritt stieg die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen bisher moderat. Allerdings war das Jahr 2016 relativ windschwach. Die künftigen Auswirkungen der

Regelung auf die Jahreserlöse von verschiedenen WEA und Solaranlagen sind für den Einzelfall kaum zu prognostizieren. Die Ungewissheit kann von Einfluss auf die Finanzierungskosten für neue Anlagen sein. Im Jahr 2016 konnten die Erlösausfälle für beide Sparten zudem eine Bandbreite zwischen ca. 1 -2 % aufweisen.

Aktuell scheinen besonders die drohenden Erlösausfälle das Bedürfnis der betroffenen Betreiber EEG-förderfähiger Anlagen auszulösen, Strom zur Kompensation anderweitig wirtschaftlich zu nutzen. Dem Gesetzgeber scheint dies an sich nicht verborgen geblieben zu sein. Anlagen in der Ausschreibung ist es nach § 27a S. 2 Nr. 4 EEG 2017 ausnahmsweise gestattet, in diesen Situationen Strom für die EEG-umlageprivilegierte Eigenversorgung zu produzieren. Ob diese Strommengen genügen, um insbesondere darauf basierend ein PtX-Konzept umzusetzen, ist zweifelhaft. Da die Möglichkeit zur Direktlieferung durch das Ausschreibungssystem grundsätzlich nicht eingeschränkt wird, verbleibt allerdings insoweit eine Nutzungsoption von EE-Strom für die Sektorenkopplung.

2. Sonstige Direktvermarktung

Die **sonstige Direktvermarktung** ist eine im § 21a EEG 2017 angelegte Veräußerungsoption, die einerseits keinen EEG-Zahlungsanspruch begründet. Andererseits sind an diese Veräußerungsform keine besonderen Voraussetzungen geknüpft. Der fehlende EEG-Zahlungsanspruch dürfte der Grund dafür sein, dass sich relativ wenige Anlagenbetreiber derzeit für diese Veräußerungsform entscheiden. Die gesamte sonstig direktvermarktete installierte Leistung umfasste Ende 2017 deutlich unter 200 MW. In der sonstigen Direktvermarktung befinden sich typischerweise die Leistungsklassen zwischen 250 und 2.000 kW.

Der Spielraum für die Produktgestaltung für EE-Strom, der von Sektorenkopplungstechnologien bezogen werden soll, ist in dieser Veräußerungsform vergleichsweise groß. Es handelt sich um eine wenig reglementierte Veräußerungsoption für EE-Strom. Zudem bleibt die „grüne“ Eigenschaft EEG-förderseitig unberücksichtigt, sodass mangels drohenden Verstoßes gegen das Doppelvermarktungsverbot für dieselbe EE-Strommenge die Verwendung von Herkunftsnachweisen zulässig ist.⁵ Aus diesem Grund ist stattdessen auch eine privatautonom begründete „grüne“ Eigenschaft und deren Vermarktung denkbar. Damit sich das rechnet, müsste das Minus aus der nicht beanspruchten EEG-Zahlung allerdings letztlich am Markt ausgeglichen werden können.

⁵ Siehe V.2 Kennzeichnung mit Herkunftsnachweisen, § 79 EEG 2017.V.2

3. Einspeisevergütung

Die **Einspeisevergütung** sieht das EEG 2017 gem. § 21a Abs. 1 Nr. 1 nur noch für die in dessen zeitlichen Anwendungsbereich in Betrieb genommenen Anlagen mit bis zu 100 kW Nennleistung vor. Bis Ende Juli 2014 konnten noch Anlagen bis zu einer Nennleistung von 500 kW von der Einspeisevergütung profitieren. Der anzulegende Wert, der die Vergütungshöhe bestimmt, unterliegt hier ebenfalls einer Degression. Gem. § 21 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 verringert sich der Anspruch außerdem um 0,2 ct/kWh insbesondere für Biomasse- oder 0,4 ct/kWh für Solar- und Windenergieanlagen im Vergleich zum gesetzlich bestimmten anzulegenden Wert im Kontext der geförderten Direktvermarktung. Diese Reduktion trägt dem Umstand Rechnung, dass bei der Realisierung dieses EEG-Zahlungsanspruches keine Direktvermarktungskosten anfallen. Wie bei der geförderten Direktvermarktung wird der Anspruch insbesondere durch die Einspeisung von EE-Strom in das allgemeine Netz der Versorgung begründet. In diesem Moment wird der Strom „grau“. Die Vermarktung erfolgt in diesem Veräußerungsfall durch die ÜNB.

Im Jahr 2016 ist die durch die ÜNB vermarktete Strommenge weiter auf insgesamt 45.317 GWh gesunken. Die EEG-Einspeisevergütung bietet sich nach hiesiger Ansicht weniger als Anknüpfungspunkt für innovative Stromprodukte an. Die Vorschriften sind restriktiv und eröffnen einen kleineren Handlungsspielraum. Außerdem läuft dieses EEG-Zahlungskonzept für Anlagen mit für die Sektorenkopplung relevanter Nennleistung sukzessive aus.

4. Mieterstromzuschlag

Der mittlerweile von der Europäischen Kommission notifizierte Mieterstromzuschlag wird für Strom aus PV-Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 25. Juli 2017 und einer installierten Leistung von max. 100 kW auf, an oder in Wohngebäuden i. S. d. § 3 Nr. 50 EEG 2017 gewährt, der direkt an die Hausbewohner dieses Gebäudes geliefert und von diesen verbraucht wird. Die Zuschlagshöhe ist abhängig von der installierten Leistung (<10 kW / 10 – 40 kW / 40 – 100 kW). Der Mieterstrom ist aufgrund des Lieferverhältnisses zu 100 % EEG-umlagepflichtig, allerdings fallen mangels Netznutzung insoweit regelmäßig keine Netzentgelte und netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen (z. B. Konzessionsabgabe) an. Eine Befreiung von der Stromsteuer kommt für den EE-Strom ebenfalls in Betracht. Die Ersparnis wurde bei der Bemessung des Zuschlags reduzierend berücksichtigt. Der für den Mieterstrom zu zahlende Preis darf 90 % des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen. Schließlich ist der Fördermechanismus auf einen Zubau förderfähiger Anlagen von 500 MW/a gedeckelt.

Der Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien in dieser Veräußerungsform ist eingeschränkt denkbar. Der Strom muss insbesondere an die Letztverbraucher im (Wohn)Gebäude geliefert und von diesen verbraucht werden. Das Interesse dieser Abnehmergruppe an der Elektrifizierung beispielsweise der Wärmeversorgung wird insbesondere aufgrund der gegenwärtig typischerweise vorliegenden baulichen Voraussetzungen (Beispiel konventionell betriebene Zentralheizung) begrenzt sein. Wobei speziell Mieter regelmäßig darauf keinen Einfluss nehmen können.

V. Kennzeichnung des Stroms nach § 42 EnWG

Der (nach dem EEG) veräußerte Strom darf nach bestimmten Vorgaben gekennzeichnet werden. Die Ausgangsvorschrift für die Kennzeichnung von Stromprodukten ist § 42 EnWG, mit dem der Art. 3 Abs. 6 RiL 2003/54/EG in nationales Recht umgesetzt wurde. § 42 EnWG dient der Produktinformation des Verbrauchers und zielt auf die Ermöglichung eines auch ökologisch orientierten Nachfrageverhaltens. § 42 EnWG kann vor diesem Hintergrund als Verbraucher schützende Vorschrift eingeordnet werden, die die Art und Weise, wie die auf den §§ 78 bis 79a EEG 2017 basierenden Kennzeichnungen bzw. Nachweise für Strom genutzt werden können oder müssen, vorgibt.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sind gem. § 42 Abs. 1 EnWG verpflichtet, insbesondere in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher i. S. d. § 3 Nr. 25 EnWG aber auch in Werbematerialien Folgendes anzugeben:

- ✓ den Anteil der einzelnen Energieträger (Kernkraft, Kohle, Erdgas und sonstige fossile Energieträger, erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage, sonstige erneuerbare Energien) an dem **Gesamtenergieträgermix**, den der **Lieferant** im letzten oder vorletzten Jahr **verwendet hat**; spätestens ab 1. November eines Jahres sind jeweils die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres anzugeben;
- ✓ Informationen über die **Umweltauswirkungen** zumindest in Bezug auf Kohlendioxidemissionen (CO₂-Emissionen) und radioaktiven Abfall, die auf den in Nummer 1 genannten Gesamtenergieträgermix zur Stromerzeugung zurückzuführen sind. (2) Die Informationen zu Energieträgermix und Umweltauswirkungen sind mit den entsprechenden **Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland** zu ergänzen und verbraucherfreundlich und in angemessener Größe in grafisch visualisierter Form darzustellen.

Der Strom ist hinsichtlich des Energieträgermixes und den korrespondierenden Umweltauswirkungen zu kennzeichnen. Für bis zu drei Ebenen müssen diese Informationen ausgewiesen werden:

Das EVU ist zunächst verpflichtet, den vom Lieferanten verwendeten Gesamtenergiemix und die damit korrespondierenden Umweltauswirkungen zu ermitteln und zu kennzeichnen. Bietet das EVU unterschiedliche Stromprodukte an, die sich durch einen jeweils speziellen

Energieträgermix auszeichnen, gelten diese Kennzeichnungs- und Darstellungsverpflichtungen für das jeweilige Produkt entsprechend (§ 42 Abs. 3 EnWG) und müssen separat ausgewiesen werden. Schließlich muss zu Vergleichszwecken der in Deutschland verwendeten Energieträgermix respektive Umweltauswirkungen mit Durchschnittswerten dargestellt werden. Diese Daten werden z.B. vom BDEW zur Verfügung gestellt und müssen nicht individuell ermittelt werden.

Über § 42 EnWG entfalten die im EEG angelegten und im Folgenden dargestellten Kennzeichnungsmechanismen *lediglich informatorische* Wirkung. Es wird der vom Letztverbraucher bezogenen Strommenge durch die Kennzeichnungsmechanismen nach den §§ 78 bis 79a EEG 2017 insbesondere keine besondere Qualität zugewiesen, die wertsteigernd auf dem Verwertungspfad genutzt werden kann. Dies steht im Einklang mit dem vornehmlich verbraucher-schützenden Charakter der Norm. Eine Übertragbarkeit der „grünen“ Eigenschaft kommt insbesondere nicht in Betracht. Für Sektorenkopplungskonzepte lässt sich insoweit kein Vorteil ableiten. Damit dem Schutzzweck genüge getan wird, müssen die auf einer Kennzeichnung beruhende Informationen sehr präzise kommuniziert werden, um eine abmahnfähige Irreführung zu vermeiden. Die ordnungsgemäße Informationsübermittlung dürfte insbesondere nach den allgemeinen Vorschriften des UWG zu beurteilen sein.

1. „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“, § 78 EEG 2017

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind dazu verpflichtet, die EEG-geförderte EE-Strommenge gem. § 78 EEG 2017 als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zu kennzeichnen. Ein anderer Informationsgehalt kann grundsätzlich nicht transportiert werden. Das „Ob“ und „Wie“ der Kennzeichnung nach § 78 EEG 2017 steht nicht im Belieben des Elektrizitätsversorgers.

Auf Grundlage dieser Kennzeichnung kann in der Rechnung insbesondere keine explizit „grüne“ Eigenschaft herausgestellt werden. Die Qualität des physikalisch gelieferten Stroms ist „grau“, da nur der in das allgemeine Netz der Versorgung eingespeiste Strom EEG-Zahlungen erhält und entweder im Fall der Einspeisevergütung von den ÜNB an der Börse oder im Fall der Direktvermarktung regelmäßig von Direktvermarktern oder ausnahmsweise durch den Anlagenbetreiber veräußert wird. Es wird mithin Netzstrom geliefert wird, der energiewirtschaftsrechtlich betrachtet aktuell im Allgemeinen „grau“ ist. Das Energiewirtschaftsrecht kennt die Nutzung bilanzieller Grünstrommengen kaum.

Die Art und Weise der Kennzeichnung nach § 78 EEG 2017 hat folgenden Hintergrund: Infolge der Umstellung vom Verfahren der Differenzkostenanzeige und -abrechnung auf die EEG-

Umlage kam es auf physikalische Strommengen nicht mehr an, an denen man hätte ansetzen können, um EEG-geförderte Strommengen zu kennzeichnen. Um der Informationspflicht hinsichtlich der Angabe der Energiequelle (§ 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG/ Art. 3 Abs. 6 RiL 2003/54/EG) gleichwohl nachkommen zu können, wurde auf die gezahlte EEG-Umlage abgestellt. Die Stromkennzeichnung gem. § 78 EEG 2017 spiegelt deshalb nicht das tatsächliche Beschaffungsverhalten des Stromversorgers wider. Der Anteil des Stroms aus „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ berechnet sich gem. § 78 Abs. 2 EEG 2017, indem die EEG-Umlage, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen tatsächlich für die an seine Letztverbraucher gelieferte Strommenge in einem Jahr gezahlt hat (U), mit dem EEG-Quotienten multipliziert wird (Q), danach durch die gesamte in diesem Jahr an seine Letztverbraucher gelieferte Strommenge (S) dividiert und anschließend mit Hundert multipliziert wird. Der EEG-Quotient ist eine Größe, die das Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht beeinflussen kann. Es handelt sich dabei gem. § 79 Abs. 3 EEG 2017 um das Verhältnis der bundesweit insgesamt erzeugten EE-Strommenge, für die im vergangenen Kalenderjahr eine Zahlung nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 erfolgte, zu den gesamten durch die Übertragungsnetzbetreiber erhaltenen Einnahmen aus der EEG-Umlage, für die von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen im vergangenen Kalenderjahr gelieferten Strommengen an Letztverbraucher. Dieser wird durch die Übertragungsnetzbetreiber bekannt gegeben.⁶ Es ergibt sich somit die Formel: EEG-Anteil = $(U \cdot Q) : S \cdot 100$

Da der Quotient einheitlich ist und durch die Übertragungsnetzbetreiber bekannt gegeben wird, hängt der EEG-Anteil für das konkrete Unternehmen von dem Verhältnis der gezahlten EEG-Umlage (U) zur Strommenge (S) ab. Die Höhe der gezahlten Umlage hängt wiederum zum einen von der gelieferten Strommenge ab und zum anderen von der Zusammensetzung der Letztverbraucher, also von der Frage, wie viel Strom EEG-umlagebefreit ist. Der Stromlieferant hat somit bis auf die Auswahl der Kunden keinen Einfluss auf die Größe des Anteils des EEG-Umlage finanzierten Stroms. 2016 lag der EEG-Quotient bei 7,128 kWh/€ und die EEG-Umlage bei 6,35 ct/kWh. Damit kann ein Versorgungsunternehmen maximal auf einen Prozentsatz von gut 30 % EEG-Umlagen finanzierten Strom kommen. Auf diesen kommt es, wenn keine seiner Kunden EEG-Umlagen befreit sind. Gegenüber Kunden, die umlageprivilegiert sind (Eigenversorger oder Unternehmen, die unter die besonderen Ausgleichsregelungen fallen) ist der Anteil von „Strom aus erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ zudem unter ergänzenden Voraussetzungen anteilig auszuweisen, vgl. § 78 Abs. 5 o. 6 EEG 2017.

⁶ www.netztransparenz.de.

2. Kennzeichnung mit Herkunftsnachweisen, § 79 EEG 2017

In der Veräußerungsform der *sonstigen* Direktvermarktung kommt die Verwendung von Herkunftsnachweisen in Betracht. Herkunftsnachweise sind gem. § 3 Nr. 29 EEG 2017: ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Ein Herkunftsnachweis wird für eine MWh kennzeichnungsfähigen EE-Strom ausgestellt. Sie bieten die einzige Möglichkeit, dem Letztverbraucher eine explizit „grüne“ Eigenschaft bilanzieller Strommengen mitzuteilen. Für den weiteren Verwertungspfad können sie keine Rolle spielen. In der Praxis entfalten sie keine Preissignale, die Investitionen in erneuerbare Energien anreizen. Durch ihre abstrahierte Handelbarkeit von der EE-Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurden, können auch Strommengen aus konventioneller Erzeugung als grün gekennzeichnet werden; es handelt sich deshalb eher um einen bilanziellen EE-Stromumverteilungsmechanismus zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

3. Kennzeichnung mit Regionalnachweisen, § 79a EEG 2017

Für *gefördert* direktvermarktete Strommengen kommt ergänzend die Verwendung von **Regionalnachweisen** nach § 79a EEG 2017 in Betracht. Mit Ihnen kann die *regionale* Eigenschaft der „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ dem Kunden mitgeteilt werden. Diese Information soll Bewusstsein des Letztverbrauchers für die Anlagen in dessen Nähe begründen und Akzeptanz oder sogar Unterstützungsbereitschaft durch eine entsprechende Tarifierung für die EE-Stromerzeugung vor Ort schaffen. Ein Regionalnachweis kennzeichnet eine reale kWh EE-Strom, die im Wege der geförderten Direktvermarktung veräußert und in die Region - im 50-km-Radius ausgehend vom Postleitzahlengebiet des Verbrauchers - geliefert wurde. Regionalnachweise werden streng entlang der Lieferkette des EE-Stroms, für den sie ausgestellt wurden, gehandelt, sodass die Verknüpfung zur kWh, für die sie ausgestellt wurden, erhalten bleibt. Die Regionalkennzeichnung erfolgt im Rahmen der Kennzeichnung für „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ (s. Kapitel D. I.). Für Anlagen, deren anzulegender Wert konstitutiv bestimmt wird, verringert sich der anzulegende Wert allerdings um 0,1 ct/kWh, § 53b EEG 2017 durch die Nutzung von Regionalnachweisen. Bei Anlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen müssen, geht der Gesetzgeber davon aus, dass Anlagenbetreiber erwartete Mehrerlöse bereits im Gebot einkalkulieren.

Möchte man die regionale Eigenschaft des sonstig direktvermarkteten Stroms kommunizieren, kommt eine Nutzung der Regionalnachweise mangels Anwendbarkeit nicht in Betracht. Die

regionale Eigenschaft kann jedoch über einen Herkunftsnachweis verdeutlicht werden, auf dem die Angabe des Anlagenstandorts obligatorisch ist.

Da ein für die Sektorenkopplung dienliches EE-Stromprodukt design nicht auf der geförderten Direktvermarktung aufsetzen sollte (s. Kapitel C. I.) und sich die konzeptionelle Integration von Herkunftsnachweisen ebenfalls weniger anbietet, wird die Frage aufgeworfen werden, wie eine regionale Eigenschaft sonst mitberücksichtigt werden kann.

VI. Privatautonom gestaltete Grünstromprodukte

Einige Akteure der Energiewirtschaft haben neben den gesetzlich festgelegten Kennzeichnungen für Strom, EE-Stromprodukte entwickelt, die von einer eigenen Art und Weise der Kennzeichnung leben. Hervorgehoben werden über Qualitätssigel oder Label gegenwärtig insbesondere eine grüne bzw. regionale Eigenschaft des Produkts. Außerdem kann gegen einen Aufpreis das Versprechen gegeben werden, dass die Mehreinnahmen in erneuerbare Energiequellen reinvestiert werden.⁷

Wesentliche rechtliche Aspekte, die bei der privatrechtlichen Ausgestaltung von Grünstromprodukten, den Rahmen (mit-)bestimmen sind:

- ✓ **Doppelvermarktungsverbot:** Stellt das privatautonom gestaltete Stromprodukt die „grüne“ Eigenschaft heraus, darf nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot verstoßen werden. Für eine EE-Strommenge, für die eine EEG-Zahlung (Marktprämie oder Einspeisevergütung⁸) beansprucht wurde, ist es grundsätzlich nicht denkbar, dass die „grüne“ Eigenschaft als Grünstromprodukt erneut vermarktet wird. Konzepte sollten sich deshalb insbesondere abseits der EEG-Zahlungsansprüche entwickeln.
- ✓ **Übertragung der „grünen“ Eigenschaft:** Wird der Strom über das allgemeine Netz der Versorgung geliefert, bleibt es schließlich dabei, dass es sich aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht um „grauen“ Netzstrom handelt. Dieses Stromprodukt kann mangels allgemeiner rechtsfolgende vorteilhafter Berücksichtigung nicht dazu beitragen, dass eine „grüne“ Eigenschaft an andere Sektoren weitergegeben wird. Die Herstellung von EE-Kraftstoffen zur Erfüllung der Treibhausgasminderungsquoten der Kraftstoffhersteller oder die rechnerische günstige Berücksichtigung bei der Ermittlung des Primärenergiebedarfs kommt exemplarisch bei Netzstrombezug grundsätzlich nicht in Betracht. Für die Konzeptionierung wirtschaftlich tragfähiger Sektorenkopplungsgeschäftsmodelle dürfte es darauf zumindest mitentscheidend ankommen.

⁷ Z.B. Grüner Strom Label e.V., <http://www.gruenerstromlabel.de/>, aufgerufen am 12.01.2018.

⁸ Siehe IV.1 Geförderte Direktvermarktung und IV.3 Einspeisevergütung.

- ✔ **Wettbewerbsrecht:** Um eine „grüne“ Eigenschaft in wettbewerbsrechtlich zulässiger Art und Weise bewerben zu können, darf sie insbesondere nicht irreführend sein. Aussagen sollten deshalb mit den in Bezug genommenen Tatsachen übereinstimmen. Es erscheint deshalb erforderlich, dass die bezogene EE-Strommenge mit der tatsächlich erzeugten EE-Strommenge überprüfbar übereinstimmt. Dieses Transparenzerfordernis konzeptionell abzubilden, dürfte eine besondere Herausforderung darstellen, wenn die Lieferung bilanzieller EE-Strommengen über das Netz der allgemeinen Versorgung geplant ist.
- ✔ **Zuverlässigkeit:** Das Vertrauen in eine vertraglich vereinbarte Eigenschaft des Stroms, die mit der eigenen Kennzeichnung ausgewiesen werden soll, ist im Gegensatz zu der energiewirtschaftsrechtlich vorgesehenen Stromkennzeichnung nicht mit der Autorität des Gesetzgebers hinterlegt.
- ✔ **Vertragsgestaltung:** Das Stromprodukt wird regelmäßig nach vertraglicher Vereinbarung veräußert. Neben den allgemeinen Vorschriften aus dem BGB sind dabei energiewirtschaftsrechtliche Spezialregelungen zu beachten. Letztere werden insbesondere durch den Gedanken der Versorgungssicherheit geprägt. Kommt es für die Tragfähigkeit eines Konzepts beispielsweise auf eine bestimmte Mindestvertragslaufzeit an, ist zwischen Verbrauchern und Unternehmern zu differenzieren. Unternehmer können mit Verbrauchern eine Vertragslaufzeit von höchstens bis zu zwei Jahren im Rahmen allgemeiner Geschäftsbedingungen vereinbaren. Für Verträge zwischen Unternehmern gilt diese Einschränkung grundsätzlich nicht.

Vor diesem Hintergrund erklärt sich, dass die privatautonome Ausgestaltung eines Grünstromprodukts zum einen komplex ist. Zum anderen ist es für den Betrieb von nicht direkt neben EE-Anlagen lokalisierten und per Direktleitung Sektorenkopplungstechnologien wenig zielführend. Die „grüne“ Eigenschaft verbleibt im Stromsektor, dem damit allein die Emissionsminderung angerechnet wird.

VII. Vermarktungsoption bilanziellen Grünstroms auf Basis sortenreiner Bilanz- kreise

Sortenreine Bilanzkreise, deren Bewirtschaftung für die Inanspruchnahme der Marktprämie bereits im EEG vorgeschrieben ist (s. Kapitel C. I.) könnten eine zuverlässige Basis dafür bieten, im Energiewirtschaftsrecht in Vehikel zu implementieren, mit dessen Hilfe die grüne Eigenschaft auch bilanzieller EE-Strommengen auf dem weiteren Stromliefer- bzw. Verwertungspfad nutzbar gemacht werden kann. Sie bieten zudem Anknüpfungspunkte zum Herausstellen der Regionalität des EE-Stromprodukts. Im Folgenden werden wesentliche Eckpunkte für ein System, das bilanzielle Grünstrommengen berücksichtigt, hergeleitet, um sodann Vorzüge einer Verknüpfung mit Bilanzkreisen darzustellen.

1. Eckpunkte für die Ausgestaltung eines bilanzkreisgestützten Grünstrombezugs

Ziel bei der Entwicklung eines innovativen gesetzlichen Systems zur Anerkennung bilanziell „grüner“ Strommengen ist es, das „Weitergeben“ oder „Übertragen“ der „grünen“ Eigenschaft erstens über die Stromlieferkette auf den weiteren Verwertungspfad auszudehnen und damit zweitens die aktuelle Beschränkung auf eine reine Informationsfunktion (vgl. § 42 Abs. 1 bis 5 EnWG) zu überwinden. Die Zielerreichung ist über eine Gleichstellung bilanziell „grüner“ Strommengen mit physikalisch „grünen“ Strommengen möglich.

Der aktuelle Rechtsrahmen berücksichtigt die „grüne“ Eigenschaft grundsätzlich nur bei physikalisch „grünen“ Strommengen, d.h. bei einer Zuleitung des Stroms über Direktleitungen und damit oft den Aufbau paralleler Infrastruktur:

- ✔ § 19 Abs. 4 S. 1, §3 Nr. 1 2. HS. EEG 2017, Strom aus ausschließlich dezentral betriebenen Speichern (die direkt physikalisch Grünstrom einspeichern) bleibt EEG-förderfähig; obwohl der Strom einmal im Speicherprozess umgewandelt wurde
- ✔ § 61k Abs. 2 EEG 2017: physikalisch grüner Strom kann in Eigenversorgung EEG-umlageprivilegiert direkt letztverbraucht werden.
- ✔ Physikalischer Grünstrombezug kann positiv bei der Berechnung des Primärenergiefaktors nach EnEV und EEWärmeG berücksichtigt werden, wodurch der Umfang (kostenintensiver) primärenergetischer Anpassungen am Gebäude reduziert werden kann.

- ✓ § 3 Abs. 2 Nr. 1 i. V. m. Anlage 1 - Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV⁹): Direkter physikalischer Grünstrombezug zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe kann zur Erfüllung der Kraftstoffquoten genutzt werden.

Fraglich ist, in welchem Rahmen sich ein Mechanismus, der die Eigenschaft von bilanziell „grünen“ Strommengen zielführend positiv berücksichtigen soll, bewegen kann. Eine Orientierung am rechtlichen Status quo ist hier hilfreich.

Nur ausnahmsweise wird die Nutzung von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung als „grün“ in einem berücksichtigt. Ein allgemein anwendbares Beispiel findet sich in der 37. BImSchV.¹⁰ Gem. § 3 Abs. 2 Nr. 2 der 37. BImSchV ist die Nutzung von Netzstrom bei der Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen ausnahmsweise unschädlich. Die Voraussetzungen dieser Vorschrift sind, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Betrieb der Anlage veranlassen, um mit dem dadurch ausgelösten Verbrauch Engpässe zu beheben, die zu einer Abregelung von EE-Anlagen geführt hätten und sich eine Erzeugung zusätzlichen fossilen Stroms vermeiden lässt, solange das Netz in einem Netzausbaugebiet (§ 36c EEG 2017 i. V. m. §§ 10 ff. EEA V) liegt.

Aus der Begründung der Vorschrift und deren Merkmalen lassen sich gewissermaßen Leitplanken für die Ausgestaltung der angestrebten Gleichstellung bilanzieller Grünstrommengen ableiten.

⁹ Vgl. § 3 der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes – Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote vom 15.05.2017 (BGBl. I S. 1195 (Nr. 28)). Diese Verordnung tritt erst am 1. Januar 2018 in Kraft.

¹⁰ Vergleichbare Ansätze lassen sich in der SINTEG-Verordnung finden. Es handelt sich allerdings um eine ausschließlich projektspezifische untergesetzliche Regelung, die als legales Reallabor der Erprobung dient. Sie ist eingeschränkt repräsentativ und wird hier deshalb nicht näher betrachtet. (Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ – SINTEG-Verordnung vom 14.06.2017 (BGBl. I S. 1653)).

- ✓ **Treibhausgasminderungsziel:** Der Ordnungsgeber argumentiert in der Begründung für die Nutzung direkte bezogener EE-Strommengen im Regelfall mit der Befürchtung, dass bei der allgemeinen Zulassung des Netzstrombezugs beispielsweise zur Erzeugung von Biokraftstoffen der erhöhte Strombedarf mit Strom aus fossilen Kraftwerke bedient werden könnte. Das stünde im Widerspruch mit den Treibhausgasminderungszielen.¹¹ Die ausnahmsweise positive Berücksichtigung des Netzstrombezugs nach § 3 Abs. 2 Nr. 2 BImSchV steht nicht im Widerspruch zum Treibhausgasminderungsziel, wenn man insbesondere annimmt, dass sich in Engpasssituationen aufgrund der Abschaltkaskade und der typischerweise hohen Windenergieerzeugung im Netzausbaubereich bilanziell überwiegend EE-Strom im Netz befindet.
- ✓ **Netz- bzw. Systemdienlichkeit:** Netzausbaubereiche sind per Legaldefinition Gebiete, in denen die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind, § 36c Abs. 1 EEG 2017. Netzausbaubereiche sind derzeit durchweg durch eine vergleichsweise hohe Windenergieerzeugung und geprägt, die stark von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen ist. Der Zugriff des Netzbetreibers auf systemrelevante Verbrauchseinheiten kann hier Abhilfe schaffen. Das Netz kann entlastet und der Umfang der Abregelung der EE-Stromerzeugung reduziert werden.
- ✓ **Vorrangige und möglichst umfassende EE-Stromnutzung:** Dieser Grundsatz dient der Zielerreichung und ist Ausgangspunkt einer zielführenden Ausrichtung von system- bzw. netzdienlichen Steuerungsmechanismen.
- ✓ **Kumulierungsverbot:** Eine EE-Strommenge, deren maßgeblich wertbestimmender Faktor die „grüne“ Eigenschaft sein soll, muss sich schließlich am Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG-2017) messen lassen. Exemplarisch dafür sind bilanzielle EE-Strommengen, für die Herkunftsnachweise genutzt werden. Für sie darf grundsätzlich keine EEG-Zahlung beansprucht werden. Werden bilanziellen EE-Strommengen mit einer grünen Qualität ausgestattet, deren Wert bis in andere Sektoren hineinreicht und nutzbar gemacht werden kann, dürfte das erst recht eine Verwertung der grünen Eigenschaft darstellen.

Die Entwicklung des Mechanismus zur Berücksichtigung bilanziell „grüner“ Strommengen sollte sich an diesen Grundsätzen orientieren. Eine Bewertung der Anpassung des Rechtsrahmens anhand der Kriterien Treibhausgasemissionsminderung, System- bzw. Netzdienlichkeit und der

¹¹ BT-Drs. 18/11283 v. 22.02.2017, S. 16.

vorrangigen und möglichst umfassenden EE-Stromnutzung dürfte nur tragfähig sein, wenn der Umfang und der Zeitpunkt der EE-Stromnutzung zuverlässig nachvollzieh- und überprüfbar sind. Zu diesem Zweck bietet es sich an, an Bilanzkreise anzuknüpfen. Ein Konflikt mit dem Doppelvermarktungsverbot kann durch den Verzicht auf die EEG-Zahlungsansprüche vermieden werden.

2. Anknüpfungspunkt „sortenreine Bilanzkreise“

Die Überprüfbarkeit einer grünen Eigenschaft bilanzieller EE-Strommengen basierend auf Bilanzkreisen ergibt sich vor dem folgenden Hintergrund:

Ein Bilanzkreis im Elektrizitätsbereich ist die Zusammenfassung von Einspeise- und Abnahmestellen innerhalb einer Regelzone, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahmen durch die Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen, § 3 Nr. 10a EnWG. Innerhalb einer Regelzone¹² haben die Netznutzer (Personen, die Energie in ein Elektrizitätsnetz einspeisen oder daraus beziehen, § 3 Nr. 28 EnWG) Bilanzkreise zu bilden, die über eine Einspeise- und eine Entnahmestelle verfügen müssen. Die Verantwortung für den Bilanzkreis nimmt der Verantwortliche durch eine Viertelstunden-Leistungsbilanz über Einspeisung und Entnahme wahr.¹³ Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise erfolgt durch die Erstellung von Fahrplänen, die von den Bilanzkreisverantwortlichen an den jeweiligen regelzonenverantwortlichen ÜNB zu melden sind. Der thematische Brückenschlag zu einer überprüfbaren „grünen“ Eigenschaft auf Basis von Bilanzkreisen gelingt über das EEG. Spezialgesetzlich ist im EEG ergänzend geregelt, dass gem. § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 der Anspruch auf die Marktprämie insbesondere nur dann besteht, wenn der förderfähige Strom in einem Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich EE-Strom bilanziert wird, der über die Marktprämie gefördert wird. Wird der Bilanzkreis durch die Bilanzierung sonstigen „grauen“ Stroms in der grünen Eigenschaft beeinträchtigt, entfällt der Anspruch auf die Marktprämie nur ausnahmsweise nicht, wenn dessen Einstellung in den Bilanzkreis weder vom Anlagenbetreiber noch vom Direktvermarkter zu vertreten ist. Hintergrund der Vorschrift soll die transparente Bilanzierung von EEG-geförderten Strom und damit die Verhinderung von missbräuchlichem Verhalten sein. Sonst würde in dieser Situation insoweit „grauer“ Strom mit der Marktprämie gefördert. Das erklärt, warum die Bewirtschaftung sortenreiner Bilanzkreise vergleichsweise restriktiv geregelt wird.

¹² In Deutschland gibt es vier Regelzonen, die von den ÜNB verwaltet werden und dem sog. Netzregelverbands untergeordnet sind.

¹³ Vgl. Bilanzkreisvertragsmuster der BNetzA; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2014/2014_0001bis0999/2014_001bis099/BK6-14-044/BK6-14-044_Bilanzkreisvertrag_Konsultationsentwurf_.pdf?__blob=publicationFile&v=2, aufgerufen am 17.01.2018.

Zur zusätzlichen Berücksichtigung der Regionalität könnte der Gedanke der Regionalnachweise aufgegriffen werden. EE-Strom, der über einen sortenreinen Bilanzkreis bezogen wird und sich die darin bewirtschafteten EE-Anlagen im regionalen Umkreis des Letztverbrauchers befinden (beispielsweise 50-Kilometer-Radius), könnte als regionales Produkt beworben werden.

Folgende Vorzüge können sich aus einer bilanzkreisgestützten Grünstromvermarktung ergeben. Durch die in quasi Echtzeit oder zumindest im 15-Minutenintervall erfolgende Bilanzierung von EE-Erzeugung und Letztverbrauch in Bilanz- oder Unterbilanzkreis kann entlang der Lieferkette gewährleistet werden, dass den Letztverbraucher bilanziell nur (regionaler) EE-Strom erreicht. Gleichzeitig wäre die Bilanzierung auch systemdienlich, da ein jederzeit ausgeglichener Bilanzkreis sicherstellt, dass die Erzeugung dem Verbrauch des EE-Stroms entspricht. Voraussetzung dieser bilanzkreisgestützten Veräußerung ist freilich eine vertragliche Vereinbarung über diese direkte Art der Lieferung des EE-Stroms. Beachtlich ist, dass die Inanspruchnahme einer EEG-Zahlung bei einer bilanzkreisgestützten Grünstromvermarktung nicht in Betracht kommt. Folglich sollte ein EE-Stromveräußerungsform gefunden werden, die sich an der sonstigen Direktvermarktung (vgl. § 21a EEG 2017) anlehnt.

3. Nachweismechanismus

Eine Protokollierung oder Registrierung einer im Anreizsystem genutzten Menge bilanziell „grünen“ Stroms kann sich aus der Dokumentation der Bilanzkreisbewirtschaftung selbst ergeben. Daran kann zwecks Übertrag- und Handelbarkeit der Eigenschaft entlang der Stromliefer- und Wertschöpfungskette ein Nachweisystem anknüpfen, das es den Akteuren erleichtert, bilanziellen Grünstrom nachweislich in Übereinstimmung mit den Anforderungen zu vermarkten.

Nach der hier vertretenen Ansicht muss sich dieser Gesichtspunkt insbesondere nicht an § 42 EnWG messen lassen. Nach § 42 Abs. 5 S. 1 EnWG liegt eine Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Zweck der Stromkennzeichnung zwar *nur* vor, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen dafür Herkunftsnachweise vorlegen kann, der Strom mit einem EEG-Zahlungsanspruch gefördert wurde oder es sich auf § 42 Abs. 4 EnWG stützt. Der von § 42 EnWG erfasste Regelungsgegenstand unterscheidet sich allerdings entscheidend von dem hier diskutierten Ansatz, der nicht auf eine schlichte Kennzeichnung der Ware EE-Strom abstellt. Die hier in Frage stehende Nachweisführung, mit der sich die mit Zeitstempel versehene (Stichwort systemdienlich) Kilowattstunde EE-Strom (Stichwort „grüne“ Eigenschaft) zurückverfolgen lässt, ist systemimmanent und dient dessen Handhabbarkeit in der Praxis.

Die Zulässigkeit der Kommunikation eines bestimmten Informationsgehalts im Übrigen dürfte insbesondere nach den allgemeinen Vorschriften des UWG zu beurteilen sein.

4. Vereinbarkeit mit europäischen Vorgaben

Die Frage ob Regelungen zu bilanzkreisgestützten (regionalen) Grünstrommengen mit europäischem Primär- und Sekundärrecht vereinbar sind, stellt sich insbesondere im Hinblick darauf, ob die im nationalen Recht niedergelegte Berücksichtigung bilanzieller EE-Strommengen einen Vorteil darstellt, der hoheitlich gewährt wurde und deshalb möglicherweise europarechtlich unzulässig ist, weil er auf national produzierte EE-Strommengen begrenzt ist.

Die nationalen Regelungen zur Förderung von erneuerbaren Energien sind stets im Kontext des europäischen Zieles eines EU-weiten Binnenmarktes für Elektrizität zu betrachten. Denn die Europäische Kommission verfolgt aktiv das Ziel eines Gemeinsamen Marktes im Energiesektor, die sogenannte Energieunion.¹⁴ Auch hinsichtlich der erneuerbaren Energien setzt die Kommission immer stärker auf eine Angleichung der nationalen Förderregelungen, insbesondere durch die Erneuerbaren Energien-Richtlinie 2009/28 EG (EE-RL)¹⁵ und die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (EEAG). Noch weitergehend ist der derzeitige Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 23.02.2017 (EE-RL – neu –),¹⁶ die die EE-RL ablösen soll. Im Lichte dessen kommt es insbesondere auf eine Vereinbarkeit nationaler Förderregelungen zugunsten von EE-Strom mit der Warenverkehrsfreiheit sowie dem und Beihilferecht an.

Die folgende Darstellung setzt sich mit den in diesem Kontext wesentlichen Aspekten überblicksartig und stark verkürzt auseinander.

a) Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit, Art. 34, 36 AEUV

Eine Regelung zur Implementierung des aufgezeigten bilanzkreisgestützten Ansatzes¹⁷ dürfte nach hier vertretener Meinung mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar sein.

¹⁴ Vgl. z. B. Europäische Kommission, Dritter Bericht über die Lage der Energieunion, COM(2017) 688 final, 23.11.2017.

¹⁵ EE-RL, 2009/28/EG, Erwägungsgrund 25: „[...] Diese Richtlinie zielt darauf ab, die grenzüberschreitende Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen zu beeinträchtigen. [...]“.

¹⁶ Entwurf EE-RL – neu –, COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD)), Erwägungsgrund 17: „Die Öffnung von Förderregelungen für die länderübergreifende Beteiligung begrenzt negative Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt und kann die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen dabei unterstützen, das Ziel der Union auf kosteneffizientere Weise zu erreichen. Ferner ist die länderübergreifende Beteiligung die natürliche Folge der Entwicklung der Unionspolitik im Bereich der erneuerbaren Energien, in der ein unionsweit verbindliches Ziel die verbindlichen nationalen Zielvorgaben ersetzt. Daher ist es angezeigt, die Mitgliedstaaten dazu zu verpflichten, die Förderung Schritt für Schritt und teilweise für Projekte in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen, und verschiedene Möglichkeiten festzulegen, wie diese schrittweise Öffnung unter Einhaltung der Bestimmungen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere der Artikel 30, 34 und 110, umgesetzt werden kann.“.

¹⁷ Vgl. oben **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Der Anwendungsbereich der Warenverkehrsfreiheit ist eröffnet. EE-Strom ist eine Ware. Der Schwerpunkt des Ansatzes liegt auf der regulatorischen Ermöglichung eines bestimmten EE-Stromprodukts als Ware und fördert die EE-Stromerzeugung nur mittelbar. Die Gleichstellung von bilanziellen mit physikalisch zugeleiteten EE-Strommengen ermöglicht es dem Lieferanten, die „grüne“ Eigenschaft des gelieferten EE-Stroms weiterzugeben, so dass der Letztverbraucher diese auch bei Bezug über das Netz der allgemeinen Versorgung weiter verwerten kann. Darin kann ein staatlich verursachter Warenmehrwert gesehen werden. Ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34, 35 AEUV ist in dieser Regelung nur dann zu sehen, wenn sie eine mengenmäßige Ein- oder Ausfuhrbeschränkung oder eine Maßnahme gleicher Wirkung darstellt.

Die dem deutschen Energiesystem immanente Begrenzung der Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft auf den deutschen Netzregelverbund durch das Abstellen auf sortenreine Bilanzkreise liegt in der Eigenart des nationalen Energiesystems Deutschlands begründet und sollte dem nationalen Gesetzgeber in einem insoweit nicht vereinheitlichten europäischen Energiesystem nicht zum Nachteil gereichen.

Wird der Ansatz als bilanzkreisgestützte Veräußerungsform für EE-Strom dagegen im EEG verankert, was wegen der Sachnähe der zu regelnden Materie und des Umstands, dass es auf die EE-Stromerzeugung ankommt und diese mittelbar unterstützt würde, überzeugend wäre. So wäre der Ansatz vom räumlichen Anwendungsbereich des EEG gem. § 5 Abs. 1 EEG 2017 grundsätzlich miterfasst, der sich weitestgehend auf die in der Bundesrepublik erzeugten EE-Strommengen beschränkt. In diesem sog. „Inlandsvorbehalt“ kann ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit gesehen werden. Unterstellt, die Energiesysteme anderer Mitgliedstaaten halten eine mit sortenreinen Bilanzkreisen vergleichbare Bilanzierungsmöglichkeit vor, dann kann innergemeinschaftlich erzeugter und entsprechend bilanzierter bilanzieller EE-Strom *von Gesetzeswegen* insbesondere im Hinblick auf die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft nicht über die Öffnungsklausel in § 5 Abs. 2 bis 4 EEG 2017 hinaus berücksichtigt werden. Dieser aus der Gleichstellung bilanzieller mit physikalischen Grünstrommengen resultierende Warenmehrwert wird ihm nicht zuerkannt. Es ist anzunehmen, dass insoweit EE-Strom aus dem EU-Ausland mangels der übertrag- und verwertbaren „grünen“ Eigenschaft keinen vergleichbaren Preis in Deutschland erzielen könnte. Dieser Eingriff kann jedoch vertretbar damit gerechtfertigt werden, dass die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG eine (rein) nationale Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich zulässt.¹⁸ Die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft ist geeignet, einen Beitrag zum Ziel – die

¹⁸ Vgl. oben Fn. 15.

Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – zu leisten. Indem dieser Strom verstärkt nachgefragt wird, unterstützt die gesteigerte Nachfrage die EE-Stromerzeugung mittelbar. Darüber hinaus trägt das Entfallen einer EEG-Förderzahlung (Stichwort Doppelvermarktungsverbot) dazu bei, dass der EE-Strom nach marktlichen Bedingungen veräußert und die angestrebte Marktintegration der erneuerbaren Energien vorangetrieben wird.

b) Vereinbarkeit mit europäischem Beihilferecht, Art. 107, 108 AEUV

Die energiewirtschaftsrechtliche Gleichstellung bilanzieller EE-Strommengen mit physikalisch zugeleiteten EE-Strommengen kann nach hiesiger Ansicht mit europäischem Beihilfenrecht vereinbart werden.

Die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft hat sich am EU-Beihilfenrecht zu messen, wenn man der Ansicht ist, die durch eine zu treffende Regelung geschaffene Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft stelle eine selektive staatliche oder staatlich kontrollierte Begünstigung zugunsten eines bestimmten Unternehmens oder Produktionszweiges dar.

Soweit die „grüne“ Eigenschaft zwecks Weitergabe kommuniziert wird, stellt dieser schlichte Informationstransfer keine Begünstigung dar. Insofern bestünde eine Vergleichbarkeit mit Herkunftsnachweisen, die eine Informationsfunktion erfüllen und unstreitig keine Förderung darstellen. Zwar hat die Europäische Kommission in Hinblick auf rumänische Grünstromzertifikate, die nicht losgelöst vom eigentlichen EE-Strom separat handelbar waren, grundsätzlich eine Beihilfe angenommen. Allerdings stellt dies ausdrücklich keine endgültige Stellungnahme dar. Außerdem sollen vorliegend keine Grünstromzertifikate mitgehandelt werden, bzw. kommt es für die Funktionsfähigkeit des bilanzkreisgestützten Vermarktungssystems nicht an. Die Herkunft des EE-Stroms soll sich lediglich zuverlässig aus der Dokumentation der Bilanzkreisbewirtschaftung ergeben.

Die hier angestrebte Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft geht dagegen über einen schlichten Informationstransfer hinaus. Der Argumentation für das darin begründete Vorliegen einer „Begünstigung“ kann entgegengehalten werden, dass die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft keine Besser- sondern eine Gleichstellung bedeutet. Die Bilanzierung erfolgt zeitlich sehr engmaschig – zeitgleich oder zumindest im Viertelstundenintervall – sodass der Ansatz ein geeignetes Vehikel darstellt, das EE-Erzeugung und damit korrespondierenden Verbrauch überprüfbar einander so stark annähert, dass dieser bilanzielle Grünstrom quasi dem direkten Grünstrombezug entspricht. Dem sortenrein bilanzierten EE-Strom wird kein zusätzlicher Wert verschafft, stattdessen werden dessen – sich aus seinem erneuerbaren Ursprung ergebende – Eigenschaften und damit dessen Wert erhalten. Nach dem bestehenden energiewirtschafts-

rechtlichen System geht ihm dieser allein durch die Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung verloren. Unterstellt, eine Begünstigung wird dennoch bejaht, so wird sie nach hier vertreten Ansicht nicht aus staatlichen Mitteln gewährt. Die Begünstigung liegt in keinem staatlichen Handeln begründet. Es wird nur ein Mehrwert realisierbar, den der EE-Strom ursprünglich ohnehin aufwies. Steht man dennoch auf dem Standpunkt, in der Weitergabemöglichkeit liege eine staatlich veranlasste Begünstigung, kann diese überzeugend gerechtfertigt werden. Naheliegender Prüfmaßstab ist aus den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (EEAG) insbesondere Abschnitt 3.3.2.4 EEAG – Zulässige Beihilfe in Form von Umweltzertifikaten. Mit ihrer Hilfe dürfen im Wesentlichen EE-Stromerzeuger indirekt durch eine garantierte Nachfrage zu einem Preis, der über dem Marktpreis für konventionell erzeugte Energie liegt, unterstützt werden. Das bilanzkreisgestützte Grünstromkonzept wird von Abschnitt 3.3.2.4. EEAG allerdings nach hier vertretener Ansicht nicht umfasst. Es fehlt bereits an einer entsprechenden Zertifizierung. Die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft ist vorliegend nicht durch die Verwendung von Zertifikaten bedingt. Sie wohnt der bezogenen Strommenge weiterhin überprüfbar inne. Wird das Vorliegen eines Zertifikats i. S. d. Abschnitts 3.3.2.4 EEAG dennoch bejaht, fehlt es an einer dadurch bedingten garantiert gesteigerten Nachfrage. Eine gesteigerte Nachfrage wird durch die Produktqualität selbst, nicht durch die Verbindung des Produkts mit einem Zertifikat, hervorgerufen. Gelangt man auch an dieser Stelle zu einer anderen Auffassung, handelt es sich um eine nach Abschnitt 3.3.2.4 EEAG rechtfertigungsfähige staatlich veranlasste Begünstigung. Für die Rechtfertigung der hier vertretenen Ansicht kann dagegen ein Erstrechtsschluss herangezogen werden. Wenn bereits die Einführung von Umweltzertifikaten über Abschnitt 3.3.2.4 EEAG als indirekte Förderung durch eine garantierte Nachfrage gerechtfertigt werden kann, dann müsste dies erst recht für den hier anvisierten Erhalt einer dem EE-Strom tatsächlich anhaftenden Eigenschaft und ihrer Kommunikation möglich sein, die als quasi inhaltliches Minus von Abschnitt 3.3.2.4 EEAG miterfasst sind.

Die in Rn. 136 EEAG¹⁹ vorgesehenen Voraussetzungen dürften ebenso erfüllt sein. Der Erhalt der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stromes bei Lieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung dient letztlich der Rentabilität der Direktvermarktung, da so ein Mehrwert gegenüber dem über das allgemeine Netz der Versorgung erwerbbaaren Graustrommix und sogar gegenüber „konventionellem“ EE-Strom mitverkauft und -geliefert werden kann. Eine Überkompensation

¹⁹ Europäische Kommission, EEAG, 2014/C 200/01, Rn. 135: „Die Kommission wird die unter Randnummer (135) genannten Beihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansehen, wenn die Mitgliedstaaten hinreichend nachweisen, dass diese Unterstützung i) unverzichtbar ist, um die Rentabilität der betreffenden erneuerbaren Energiequellen sicherzustellen, ii) über die gesamte Laufzeit der Regelung und in Bezug auf alle Technologien oder auf einzelne weniger etablierte Technologien, insofern als eine Differenzierung nach der Zahl der Umweltzertifikate pro Produktionseinheit eingeführt wurde, im Gesamtergebnis nicht zu einer Überkompensation führt und iii) Erzeuger erneuerbarer Energien nicht davon abhält, ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.“

ist nicht zu befürchten, da sich der Preis nach Angebot und Nachfrage richten wird. Der Ansatz kann die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Strom stärken, weil er auch für EEG-ungeförderten EE-Strommengen einen wirtschaftlich attraktiven Markt eröffnen kann. Auf diesem Wege wird die weitere Marktintegration von EE-Strom i. S. d. Rn. 123 EEAG unterstützt.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Implementierung einer bilanzkreisgestützten EE-Stromveräußerungsform in europarechtskonformer Weise möglich ist.

VIII. Fazit

Die Nutzung bilanzieller Grünstrommengen kann unter Beibehaltung der „grünen“ Eigenschaft gelingen. Hierzu bedarf es allerdings einer Anpassung des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens. Basiert man eine zu implementierende EE-Stromveräußerungsform in Anlehnung an Marktprämienbilanzkreise auf sortenreinen Bilanzkreisen, kann sichergestellt werden, dass eine bestimmte erzeugte EE-Strommenge nachweislich quasi gleichzeitig an den Letztverbraucher geliefert wird. Weist die Vorschrift außerdem Vorgaben hinsichtlich des geographisch vorzugsweise nahen Verhältnisses der an der Lieferbeziehung beteiligten Personen auf, kann das Netz durch die Gleichzeitigkeit entlastet werden. Dies kann sich positiv auf die Systemintegrationskosten auswirken. Die Regionalität kann zudem einen Anreiz für die Beteiligung regionaler Akteure, wie Stadtwerke und Kommunen, bieten, die zur Wertschöpfung vor Ort beitragen.

Ansprechpartner

Denise Albert

Wissenschaftliche Mitarbeiterin des IKEM

denise.albert@ikem.de

+49 (0)30 4081870 22

Simon Schäfer-Stradowsky

Geschäftsführer des IKEM

simon.schaefer-stradowsky@ikem.de

+49 (0)30 4081870 21