

Machbarkeitsstudie für das Projekt

Grünes B



Potenziale einer Grünstromvermarktung in der Hauptstadtregion

Betrachtung ökonomischer sowie regulatorischer Rahmenbedingungen regionaler Grünstromprodukte

**Machbarkeitsstudie für das Projekt Grünes B
Berlin, November 2018**

Erstellt durch:

IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität

Verena Lerm
Simon Schäfer-Stradowsky
Philine Wedell
Tom Lange
Dennis Nill

KISTERS AG:

Benjamin Meyer

Partner und Unterstützer der Projektplattform und des Projekts Grünes B:



Senatsverwaltung
für Wirtschaft, Energie
und Betriebe



Schirmherrschaft der Machbarkeitsstudie



Unterstützer der Studie, die Daten bereitgestellt haben:



Herzlichen Dank an die Mitglieder und Unterstützer der Projektplattform „Lokale Energie“ General Electric, Energiequelle, UKA, Berliner Stadtwerke, BLS Energieplan und Regiogröön; unsere Partner KISTERS AG, davidberlin – für die Energiewirtschaftsstelle des Landes Berlin, Newmotion, Energiequelle, Teut Windprojekte sowie Kintlein & Ose, den Regionalverband Berlin/Brandenburg des Bundesverbands WindEnergie (BWE); die Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe und das Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg.

Impressum

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
+49 (0)30 / 4081870-10
info@ikem.de

Ansprechpartner

Simon Schäfer-Stradowsky
simon.schaefer-stradowsky@ikem.de
Tom Lange
tom.lange@ikem.de

Bildnachweise: Titelseite: Pixabay; Seite 1: Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe des Landes Berlin/Die Hoffotografen; Seite 3: Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg/Till Budde; Seite 5: IKEM, Enertrag/Tom Lange; Seiten 10/11/21: Kartendaten abgerufen von www.suche-postleitzahl.org (Quelle der Rohdaten: © OpenStreetMap contributors).

Inhalt

Grußwort der Senatorin für Wirtschaft, Energie und Betriebe des Landes Berlin	2		
Grußwort des Ministers für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg	3		
Einführung: Lokale Energie für Berlin	4		
Zusammenfassung	6		
1. Kernerkenntnisse der technischen Machbarkeit	6		
2. Zielebenen von Geschäftsmodellen zur regionalen Grünstromvermarktung	7		
3. Kernerkenntnisse der rechtlichen Machbarkeit	8		
4. Fazit und Ausblick	8		
Potenziale für eine Vermarktung von regionalem Grünstrom in Berlin	9		
1. Potenziale einer regionalen Grünstromvermarktung im Projektrahmen Grünes B: Können regionale erneuerbare Erzeuger ausgewählte Berliner Stromlasten decken?	9		
a) Erläuterung des Untersuchungsrahmens und der Datengrundlage	10		
b) Kernergebnisse der Potenzialberechnungen	14		
2. Potenziale einer Grünstromvermarktung in Berlin-Brandenburg: Welche Stromlasten können erneuerbare Energien in Berlin-Brandenburg bereits heute decken?	20		
a) Erläuterung des Untersuchungsrahmens und der Datengrundlage	20		
b) Kernergebnisse der Potenzialberechnungen	22		
3. Abgeleitete Handlungsempfehlungen: Wie können regionale Potenziale im Bereich der gleichzeitigen Grünstromvermarktung genutzt werden?	27		
a) Zielebenen von Geschäftsmodellen zur regionalen Grünstromvermarktung	28		
Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen	33		
1. Entwicklung der erneuerbaren Energien: Welche Marktpotenziale haben Wind an Land, Solar und Biomasse heute?	33		
a) Wind an Land	33		
b) Solare Strahlungsenergie	35		
c) Biomasse	37		
2. EEG-Fördermechanismen: Von welcher Förderung profitieren u. a. Wind an Land, Solar und Biomasse?	38		
a) Privilegierter Netzanschluss	38		
b) Einspeisevorrang	38		
c) Einspeisemanagementmaßnahmen	39		
d) EEG-Veräußerungsformen: Wie kann EE-Strom unter dem EEG eigentlich veräußert werden?	39		
3. EE-Anlagen ab 2020: Wie sehen die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb aus?	46		
a) Vorrangiger Anschluss und Einspeisevorrang	46		
b) § 2 Anwendungsbereich EEG 2000	47		
c) § 2 Anwendungsbereich EEG 2004	47		
d) Erstattungsanspruch gem. § 15 EEG 2017	48		
4. Umlageseitige Anreize des EEG 2017: Was ist damit gemeint?	49		
a) Letztverbrauch für die Eigenversorgung/ Eigenerzeugung aus (Alt-) Bestandsanlagen	50		
b) Speicherprivileg, § 61k	50		
5. Kennzeichnung des Stroms nach § 42 EnWG: Wie kann ich gegenwärtig mein Stromprodukt gestalten?	51		
a) „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“, § 78 EEG 2017	52		
b) Kennzeichnung mit Herkunftsnachweisen, § 79 EEG 2017	53		
c) Kennzeichnung mit Regionálnachweisen, § 79a EEG 2017	53		
d) Privatautonom gestaltete Grünstromprodukte	53		
6. PtX-Anlagen als Flexibilitätsoptionen: Was heißt das im dekarbonisierten Energiesystem?	54		
a) Strombezug	54		
b) Produktseitige Betrachtung	59		
7. Ableitung regulatorischer Anpassungen und daraus resultierende Auswirkungen auf Geschäftsmodelle: Welches rechtliche Optimierungspotenzial sehen wir, damit unsere EE-Stromveräußerungs idee Erfolg hat?	60		
a) Vermarktungsoption bilanziellen Grünstroms auf Basis sortenreiner Bilanzkreise	61		
b) Merkmale einer Veräußerungsform für bilanziellen Grünstrom	61		
c) Anknüpfungspunkt „sortenreine Bilanzkreise“	62		
d) Nachweis der grünen Eigenschaft	62		
e) Vereinbarkeit mit Europäischen Vorgaben	63		
f) Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit, Artt. 34, 36 AEUV	63		
Verzeichnisse	66		
Literaturverzeichnis	66		
Abkürzungsverzeichnis	69		
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	69		

Grußwort der Senatorin für Wirtschaft, Energie und Betriebe des Landes Berlin

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

ich freue mich über Ihr Interesse an dem Projekt Grünes B, das von der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe bereits von Beginn an unterstützt wird. Der wissenschaftliche Ansatz zur Untersuchung von Potenzialen einer Grünstromvermarktung in der Hauptstadtregion stützt die aktuellen politischen Bemühungen der Länder Berlin und Brandenburg, im Bereich der Energieversorgung an einem Strang zu ziehen. Eine regionale Vermarktung von grünem Strom sollte ein Baustein für ein effizientes Zusammenspiel der beiden Länder bei der weiteren Umsetzung der Energiewende werden.

Gemeinsam mit den Berliner Stadtwerken verfolgt der Berliner Senat das Ziel einer klimaneutralen Hauptstadt. Auf Basis des Berliner Energie- und Klimaschutzprogramms (BEK) wird daher bereits mit der Umsetzung konkreter Klimaschutzmaßnahmen begonnen. Für die zukünftige Energieversorgung der Hauptstadt bedeuten die Berliner Klimaziele ein konsequentes Umschwenken auf erneuerbare Energien im Bereich der Stromerzeugung, aber auch in anderen Sektoren. Potenziale liegen in Berlin insbesondere im Ausbau der Solarenergie auf Dachflächen, denn aufgrund der dichten Wohnbebauung eignet sich die Stadt hervorragend für die Nutzung von Photovoltaik- und solarthermischen Anlagen. Strom und Wärme sollen dort erzeugt werden, wo sie verbraucht werden. Darüber hinaus können regionale erneuerbare Stromerzeuger aus Brandenburg die Stadt Berlin mit grünem Strom versorgen.

Die in der Machbarkeitsstudie des Projekts Grünes B erarbeiteten Vorschläge zeigen wesentliche Hemmnisse einer regionalen erneuerbaren Stromvermarktung sowie Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung regionaler Vermarktungsmechanismen auf. Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind insbesondere im Bereich der Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft sinnvoll, damit erneuerbarer Strom in Zukunft auch in anderen Sektoren genutzt wird. Regionale Stromvermarktungskonzepte, sei es im Rahmen von Quartiers- und Mieterstromkonzepten oder aber dem in dieser Studie diskutierten Ansatz, sind wichtig, um die hohe Akzeptanz des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien bei Bürgerinnen und Bürgern zu erhalten.

Ich danke den Erstellern der Studie für ihr Engagement und wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!



Ramona Pop

Senatorin für Wirtschaft, Energie
und Betriebe des Landes Berlin

Grußwort des Ministers für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die Energiewende führt nicht nur zu einem Umbau unseres Kraftwerksparks und der Versorgungsstrukturen, sondern erfordert zukünftig auch neue Vermarktungskonzepte im Energiebereich.

Das Energieland Brandenburg hat den Ausbau der erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten vorangetrieben und zählt heute zu den führenden Bundesländern bei der Erzeugung von erneuerbarem Strom. Deshalb hat auch unsere Energiestrategie 2030 das ehrgeizige Ziel, den Stromverbrauch der Länder Berlin und Brandenburg bis 2030 rechnerisch zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien zu decken.

Neben intensiver Zusammenarbeit im gemeinsamen Cluster Energietechnik Berlin-Brandenburg sind auch länderübergreifende Verbundvorhaben wichtige Bausteine für die Energiewende in der Hauptstadtregion. Insbesondere weil das Land Berlin andere strukturelle Voraussetzungen für den Zubau von erneuerbaren Energien hat als das Land Brandenburg, müssen neue Kooperationen für die Energiewende auch auf dieser Ebene befördert werden. So hat Berlin beispielsweise nur ein begrenztes Potenzial für den Ausbau bei der Windenergie, wird aber weiterhin einen stabilen Strombedarf haben.

Die vorliegende Machbarkeitsuntersuchung versteht sich als ein erster Baustein für das Projekt Grünes B. Im Rahmen der Studie sind die aus erneuerbaren Energiequellen verfügbaren Strommengen ebenso umfassend analysiert worden wie das zeitliche Verbrauchsverhalten von Endverbrauchern. Zudem werden neue regionale Vermarktungsansätze aufgezeigt. Und es wird skizziert, welche regulatorischen Fragen hierbei zu klären sind. Die Studie kann somit wichtige Impulse für eine Diskussion um eine regionale Grünstromvermarktung setzen.

In diesem Sinne wünsche ich Ihnen viele neue Erkenntnisse für die bevorstehenden Diskussionen!



Prof. Dr.-Ing. Jörg Steinbach

Minister für Wirtschaft und Energie
des Landes Brandenburg

Einführung: Lokale Energie für Berlin

2017 stammten bereits 36,2 Prozent der deutschlandweiten Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen. Auch 2018 schickt sich an, ein weiteres Rekordjahr zu werden. So wurden im ersten Halbjahr erstmals mehr als 100 Milliarden Kilowattstunden Ökostrom erzeugt. Die Energiewende schreitet voran und dennoch stehen wir beim Ausbau von Erzeugung und Netzkapazitäten sowie der umfassenden Dekarbonisierung unseres Energiesystems weiter vor großen Herausforderungen.

Schon bald fallen die ersten EE-Anlagen aus der 20-jährigen Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und vielen von ihnen droht angesichts niedriger Börsenstrompreise und mangelnder Flexibilität im regulatorischen Rahmen der Rückbau. Auch neue EE-Projekte stehen durch das Ausschreibungssystem des EEG zunehmend im Wettbewerb zueinander. Für einen wirtschaftlichen Betrieb werden deshalb Erlösoptionen außerhalb des aktuellen Förderrahmens benötigt.

Zur aktuellen Lage der Energiewende gehört ebenfalls, dass Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz immer drängender werden. Dies gilt im Großen für die mit der Energiewende verbundenen Kosten und im Kleinen für die Veränderungen in den Regionen, in denen beispielsweise Windkraftanlagen gebaut oder Stromleitungen verlegt werden.

Wie kann also die Marktintegration der Erneuerbaren unterstützt und Akzeptanz, insbesondere in den neuen Energieregionen, in welchen der Ausbau erneuerbarer Energieträger besonders stark ist, gewonnen werden? Mit dieser Frage beschäftigen wir uns am IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität in einer Vielzahl von Projekten und der unabhängigen Projektplattform „Lokale Energie“. Unsere Antwort ist: Indem die Bürgerinnen und Bürger vor Ort einbezogen werden und indem grüner Strom über eine regionale Vermarktung dort genutzt wird, wo er erzeugt wird. Deshalb arbeiten wir gemeinsam mit Energieexperten und Akteuren vor Ort an Energiewendeprojekten, die lokale Grünstrom-Erzeuger, Vermarkter und Verbraucher zusammenbringen. Außerdem setzen wir uns für Anpassungen des Rechtsrahmens ein, um Handlungsspielräume für innovative Vermarktungsformen zu eröffnen. So wollen wir die regionale und direkte Vermarktung von erneuerbarem Strom als Baustein der Energiewende etablieren und lokale Wertschöpfung ermöglichen.

Grünes B: Grüner Strom für die Hauptstadt

Das Land Berlin möchte in Sachen Klimaschutz zum Vorreiter werden. Ausdruck dessen ist das Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm (BEK), das konkrete Strategien und Maßnahmen auf dem Weg zu einer klimaneutralen Hauptstadt festschreibt. Die Berliner Energieversorgung ist momentan durch einen hohen Anteil an fossilen Energieträgern geprägt. Ein wichtiges Handlungsfeld des BEK ist daher die Umstellung auf erneuerbare Energiequellen, wobei dafür im Stadtgebiet nur vereinzelte Biomasse- und Windkraftanlagen (46 MW bzw. 12 MW installierte Leistung) sowie rund 6.900 Photovoltaikanlagen (97 MW installierte Leistung) zur Verfügung stehen.¹ Auch wenn das Potential für den Ausbau von EE-Anlagen insbesondere in den Bereichen Solarthermie und Photovoltaik beachtlich ist,² wird Berlin auch zukünftig auf Energie aus dem Umland angewiesen sein.

Hier setzt Lokale Energie mit seinem Projekt Grünes B an: Mit einer Machbarkeitsstudie sollte überprüft werden, inwiefern ein gleichzeitiger regionaler Grünstrombezug durch die Hauptstadt im Zusammenspiel mit Brandenburg als großem grünen Energieerzeuger möglich ist. Die Studie führte das IKEM gemeinsam mit der KISTERS AG und den Partnern General Electric, Energiequelle, UKA, den Berliner Stadtwerken, BLS Energieplan sowie Regiogröön durch. Unsere Forschung erfolgte dabei ohne finanzielle För-

¹ Lerm/Klobasa/von Bonin. 2018. 2. Wissenschaftlicher Gesamtbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2018.

² Siehe hierzu Bergner/Siegel/Quaschnig. 2018. Das Berliner Solarpotenzial. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin.

derung durch die öffentliche Hand und unter Schirmherrschaft des regionalen Zweigs des Bundesverbands WindEnergie e.V. Besonders hervorzuheben ist deshalb unser Partner General Electric, der durch seine finanzielle Beteiligung an der Projektplattform maßgeblich zum Zustandekommen der Studie beigetragen hat. Unseren Partnern davidberlin – für die Energiewirtschaftsstelle des Landes Berlin, Newmotion, Energiequelle, Teut Windprojekte sowie Kintlein & Ose danken wir außerdem für die Bereitstellung der Last- und Erzeugungsdaten. Bei der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe des Landes Berlin sowie dem Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg möchten wir uns herzlich für die Begleitung der Studie bedanken.

Die Machbarkeitsstudie

Für Grünes B untersuchten wir die technischen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen einer regionalen Vermarktung von grünem Strom in Berlin. Dabei wurden zwei Projektrahmen betrachtet. Im Projektrahmen Grünes B wurden reale Last- und Erzeugungsgänge in der Region Berlin-Brandenburg gegenübergestellt. Auf Erzeugungsseite stammten die Daten von ausgewählten EE-Anlagen mit einer Nennleistung von 129,5 MW, auf Lastseite von sechs Gruppen der Berliner Liegenschaften der öffentlichen Hand. Erstmals lag der Fokus dabei nicht nur auf der erneuerbaren Eigenschaft des Stroms. Betrachtet wurde vor allem, dass die Stromversorgung aus volatilen Erneuerbaren gleichzeitig, also zum Zeitpunkt der Erzeugung, erfolgt. Die wichtigste Erkenntnis: Auch mit dem kleinen Anlagenportfolio aus Grünes B kann bereits heute ein beachtlicher Anteil der betrachteten Liegenschaften mit grünem Strom versorgt werden.

Im zweiten Projektrahmen wurden sämtliche Erzeugungs- und Lastdaten aus der Region Berlin-Brandenburg untersucht. Dabei zeigt sich: Berlin als Stromabnehmer und Brandenburg als Produzent ergänzen sich bestens. Wenn der Ausbau erneuerbarer Energien weiter vorangetrieben wird, ist eine gleichzeitige Belieferung sowohl öffentlicher wie auch privater Abnehmer kein Problem. Voraussetzung ist, dass auf Erzeugungs- und Lastseite hinreichend Flexibilität zum Ausgleich volatiler Erzeugung erschlossen und durch virtuelle Kraftwerke bewirtschaftet werden kann. Technisch gesehen hat die Metropole Berlin die besten Voraussetzungen, ein Leuchtturm für die Energiewende zu werden.

Die Machbarkeitsstudie zeigt allerdings auch, dass mit einer solchen Art der Stromversorgung noch umfangreiche ökonomische und regulatorische Herausforderungen verbunden sind. Das Potential zur regionalen Vermarktung von „echtem“ grünem Strom wird durch die aktuelle Marktsituation und fehlende Handlungsspielräume im Energierecht begrenzt. Dadurch gestaltet sich zum Beispiel die Produktgestaltung und die Möglichkeit zur Erschließung zusätzlicher Erlöse schwierig. Deshalb empfiehlt die Studie Anpassungen des Rechtsrahmens, wie die Schaffung einer innovativen Veräußerungsform für regionalen EE-Strom, welche eine netzdienliche Bewirtschaftung von Engpassituationen auf regionaler Ebene ermöglicht. Außerdem sollte eine Möglichkeit zur Nutzung der „grünen“ Eigenschaft des Stroms in anderen Sektoren realisiert werden.

2019 steht die nächste größere Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes an. Diese Empfehlungen sollten jetzt in die Politik getragen und breit diskutiert werden. Dafür setzen wir uns gemeinsam mit unseren Partnern ein. Und wir wollen weiter neugierig bleiben. Die Digitalisierung der Energiewende (etwa über die Blockchain-Technologie) könnte für die Direktvermarktung grünen Stroms künftig von besonderer Bedeutung sein. Dennoch sind bei diesem Thema noch viele Fragen offen. Material für weitere gemeinsame Forschungsarbeiten gibt es also zu genüge.



Simon Schäfer-Stradowsky

Geschäftsführer
Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität



Tom Lange

Vorsitzender
BWE Regionalverband Berlin/Brandenburg

Zusammenfassung

Die vorliegende im Rahmen des Projekts Grünes B erstellte Machbarkeitsstudie untersucht Möglichkeiten und Hemmnisse regionaler Grünstromvermarktung für den Projektraum Berlin-Brandenburg. Die Besonderheit der Studie liegt dabei darin, dass sie in einem interdisziplinären Ansatz (technisch, ökonomisch und rechtlich) aufzeigt, wie eine Grünstromvermarktung erfolgen kann, die die Weitergabe der „grünen Eigenschaft“ des Stroms aus erneuerbaren Energien, die Regionalität des Stromprodukts sowie die „Zeitgleichheit“ von EE-Stromerzeugung und Verbrauch gewährleistet. Mit berücksichtigt wird auch, inwieweit eine solche Vermarktung die Marktintegration der Erneuerbaren-Energien-Anlagen fördert, netz- und systemdienlich wirken kann und zur Minderung der Treibhausgasemissionen beiträgt. Mit der Hauptstadtregion wurde ein konkreter Anwendungsfall für die Grünstromvermarktung gewählt, um das Potenzial unter Zugrundelegung realer Gegebenheiten einschätzen zu können. Berlin und Brandenburg eignen sich aus Sicht der Projektpartner für eine regionale Grünstromvermarktung besonders, da einerseits Brandenburg bereits heute eine hohe erneuerbare Stromerzeugung aufweist (die auch über die 20-jährige EEG-Förderung hinaus gesichert werden sollte) und weiterhin ein starker Zubau zu erwarten ist. Andererseits hat Berlin einen hohen Stromverbrauch und sich zudem mit dem Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm ambitionierte Emissionsminderungsziele gesetzt. Eine daher naheliegende starke Verzahnung der Energiewirtschaften der beiden Bundesländer kann durch die regionale Grünstromvermarktung gefördert werden und zum Wirtschaftswachstum beider Länder beitragen.

1. Kernerkenntnisse der technischen Machbarkeit

Der erste Teil der Studie befasst sich mit den **technisch-ökonomischen Aspekten** und untersucht die im gesteckten Projektraum vorhandenen Stromflüsse, indem die regionale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Brandenburgs (und die Berliner Windräder) den Stromlasten Berlins gegenübergestellt wird. Den Kern der Untersuchung bildet dabei der enge Bereich des „Grünen B“, in dem reale Erzeugungsprofile Berliner und Brandenburger EE-Anlagen (unserer Projektpartner) aus dem vergangenen Jahr und die realen Lastgänge der Stromverbraucher der öffentlichen Hand von Berlin (Schulen, Rathäuser, Krankenhäuser etc.) in einer 15-Minuten-Auflösung aufeinander abgestimmt wurden. In einem zweiten Schritt wurde der Projektraum erweitert und die Erzeugungsprofile aller EE-Anlagen und die Lastgänge aller Verbraucher aus der Region Berlin-Brandenburg (Gesamtheit aller, in dieser Region bzw. Teilregionen existierenden erneuerbaren Stromerzeuger und Stromverbraucher) exemplarisch (mittels abgeleiteter Datensätze) verglichen. Das Ergebnis zeigt jeweils auf, inwieweit die erneuerbare Stromerzeugung und der Letztverbrauch im betreffenden Projektrahmen bereits mengenmäßig sowie im zeitlichen Verlauf zusammenpassen. Beides setzt einen erzeugungsnahen Verbrauch der erneuerbaren Energien voraus:

Projektraum Grünes B:

- Im Projektraum Grünes B bestehen bereits Potenziale für eine gleichzeitige regionale Grünstromvermarktung. Temporär fallen EE-Dargebot und Strombedarf jedoch mengenmäßig auseinander, so dass der Kundenlastgang aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ nur teilweise bedient werden kann.
- Ein ausgewogenes Verhältnis zwischen entstehendem Systemstromüberschuss und verbleibendem Zusatzstrombedarf entsteht bei Parität zwischen den Jahresmengen von EE-Erzeugung und Stromlast. Sowohl Systemstromverbrauchsanteil als auch Systemdeckungsgrad erreichen in diesem Fall ein beachtliches Niveau von etwa 60%.
- Durch Verkleinerung des Verbrauchsportfolios lässt sich der Systemdeckungsgrad erhöhen, wobei aufgrund der geringeren Last hohe Systemstromüberschüsse entstehen. Wird zur Maximierung des Systemdeckungsgrads nur das kleinste Los der Berliner Lasten der öffentlichen Hand beliefert, steigt der Systemdeckungsgrad auf knapp 80 %, der Systemstromverbrauchsanteil sinkt jedoch auf 25 % ab. Dementsprechend könnten drei Viertel der EE-Erzeugung nicht zur Belieferung regionaler Abnehmer genutzt werden. Das Verhältnis zwischen jährlicher EE-Erzeugung und Stromlast liegt in diesem Fall bei 3.2:1.

- Umgekehrt kann bei der Belieferung aller Lose fast die gesamte EE-Erzeugung als Systemstrom abgenommen werden (Systemstromverbrauchsanteil von ca. 90 %), jedoch muss Zusatzstrom in Höhe von rund zwei Drittel des Bedarfs hinzugekauft werden (Systemdeckungsgrad von 37 %). Das Verhältnis zwischen jährlicher EE-Erzeugung und Stromlast liegt in diesem Fall bei 0.4:1.
- Eine zeitgleiche Belieferung ohne, bzw. mit geringem Systemstromüberschuss sowie Zusatzstrombedarf setzt, über das untersuchte volatile Erzeugungsportfolio hinaus, eine Kontrahierung flexibel steuerbarer Stromerzeuger (z.B. flexible Biogas-Anlagen) bzw. flexibler Lasten sowie eine integrierte Bewirtschaftung in virtuellen Kraftwerken voraus.
- Erlöspotenziale sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen im Einzelfall realisierbar.

Projektraum „Berlin-Brandenburg“

- Im Projektraum Berlin-Brandenburg existieren bereits große Potenziale für eine gleichzeitige regionale Grünstromvermarktung. Berlin und die Region im Umkreis der Stadt (50 km) bilden eine Lastsenke für die überwiegend in von Berlin räumlich weiter entfernten Gebieten stattfindende EE-Erzeugung Brandenburgs.
- Die aktuelle Netzsituation impliziert keinen gravierenden Ertüchtigungsbedarf des Stromübertragungsnetzes innerhalb der Region Berlin-Brandenburg, so dass in diesem Raum ein weit gefasstes Verständnis von Regionalität sinnvoll ist.
- Grundsätzlich muss eine auf Netzintegration abstellende Regionalitätsdefinition die vorliegende Netzsituation berücksichtigen, eine statisch festgelegte geographische Regionalitätsdefinition ist nicht zielführend.
- Ein EE-Anlagenzubaue in der gesamten Region ist sinnvoll, um einen größeren Anteil der signifikanten Stromlast regenerativ versorgen zu können.
- Mit dem weiteren EE-Zubau in der Region entstehende bilanzielle EE-Überschüsse können bei unzureichendem Netzausbau ggfs. nicht in andere Regionen abgeleitet werden. Netzdienliche regionale Grünstromvermarktungskonzepte sollten so ausgestaltet werden, dass sie diese Überschüsse bewirtschaften und einer geeigneten Nutzung in anderen Sektoren zuführen können.

2. Zielebenen von Geschäftsmodellen zur regionalen Grünstromvermarktung

Ausgehend von den technischen Analysen werden mögliche Zielebenen von Geschäftsmodellen zur regionalen Grünstromvermarktung aufgezeigt, die teils unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen adressiert werden können, teils jedoch Anpassungen des energiewirtschaftsrechtlichen Handlungsrahmens erfordern. Erlöspotenziale für erneuerbare Stromerzeuger lassen sich unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen durch eine regionale Grünstromvermarktung über das Netz der allgemeinen Versorgung über einen Preisaufschlag realisieren, was jedoch eine entsprechende Zahlungsbereitschaft der Endkunden voraussetzt. Potentiale für eine innovative regionale Grünstromvermarktung mit realisierbaren Mehrerlösen können sich aus den folgenden Punkten ergeben:

- Hebung von (Kosten-)Effizienzpotenzialen durch den vorbörslichen Handel.
- Sicherung des EE-Anlagenbestands, insbesondere wenn EE-Anlagen nach ihrer 20-jährigen Förderung durch eine einträgliche regionale Grünstromversorgung weiterhin wirtschaftlich betrieben werden könnten, oder des EE-Anlagenzubaues, wenn im Ausschreibungssystem des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2017³ (EEG 2017) der Preisdruck als zu groß eingeschätzt wird.
- Gesteigerte Nachfrage durch Unternehmen, die sich aus langfristigen Stromlieferverträgen eine Risikoreduzierung aus künftigen Strompreisschwankungen, auch unter Inkaufnahme eines möglicherweise temporär höheren Strompreises, versprechen.

Die folgenden Vorteile lassen sich ggf. unter der Voraussetzung einer Anpassung des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens realisieren:

- Regionale Grünstromvermarktung kann die netzdienliche EE-Integration in stromnetzbedingten Engpasssituationen ermöglichen. Netzengpässe weisen per se einen regionalen Bezug auf, deren Bewirtschaftung regionalen Grünstromvermarktern ein Geschäftsmodell eröffnen würde. Diese Bewirtschaftung steht nicht in Konkurrenz zum bestehenden energy-only Markt mit einer einzelnen Preiszone, sondern soll eine Allokation netzdienlicher Flexibilitäten zur Beseitigung derjenigen Engpasssituationen ermöglichen, die im regulären Strommarkt nicht adressiert werden können.
- Regionale Grünstromvermarktung könnte die dekarbonisierende Eigenschaft des EE-Stroms über das Netz der allgemeinen Versorgung in andere Sektoren transportieren.

³ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.

3. Kernerkenntnisse der rechtlichen Machbarkeit

Der zweite Teil der Studie betrachtet rechtswissenschaftlich die regulatorischen Rahmenbedingungen einer regionalen EE-Stromvermarktung. Die wesentlichen Vorschriften werden überblicksartig dargestellt, Hemmnisse identifiziert und Anpassungsvorschläge unterbreitet.

Im rechtlichen Überblick wird unter anderem der Förderrahmen für EE-Anlagen nach Auslaufen der 20-jährigen Förderung des EEG dargelegt. Wichtige Erkenntnis ist, dass der Netzanschluss- und Einspeisevorrang im Grundsatz erhalten bleiben. Fraglich ist dagegen, wie sich die EE-Anlagen in das Einspeisemanagement und insbesondere in die damit verknüpften Ansprüche auf Entschädigung nach § 15 EEG einordnen lassen.

Die Anpassungsvorschläge zielen darauf ab, Nachfrage nach einem innovativen Grünstromprodukt zu begründen und den Strombezug CO₂-neutralen Stroms über das Netz der allgemeinen Versorgung zu ermöglichen, um so einen Beitrag zur sektorübergreifenden Energiewende zu leisten. Die Herausforderung liegt darin, dass bisher keine Anreize zur Elektrifizierung der Energiebedarfe in anderen Sektoren bestehen: Die EE-Eigenschaft geht bei Netzstrombezug regelmäßig verloren. Die bisherigen Regelungen zur Direktvermarktung wirken dem nicht entgegen, sie dienen lediglich der Kennzeichnung der Stromanteile auf der Stromrechnung, nicht einer Übertragung der dekarbonisierenden Eigenschaft des EE-Stroms auf die weiteren Glieder der Wertschöpfungskette. Erste Ansätze einer rechtlichen Ausgestaltung gibt es gleichwohl etwa in der 37. BImSchVO, wobei an einen netz- bzw. systemdienlichen Bezug des Stroms angeknüpft wird.

Um die dekarbonisierende Eigenschaft bilanzieller EE-Strommengen auch bei einer Stromlieferung über das Netz der allgemeinen Versorgung zu erhalten und die Netzdienlichkeit im Blick zu behalten, schlägt die Studie unter Berücksichtigung der technischen und ökonomischen Ergebnisse folgende Umsetzungsschritte vor:

- Schaffung einer innovativen Stromveräußerungsform für regionalen EE-Strom im EEG in Anlehnung an die „sonstige Direktvermarktung“ des EEG.
 - Tatbestandsvoraussetzung ist die Bilanzierung der Lieferung im regionalen Zusammenhang in Echtzeit in sortenreinen Bilanzkreisen.
 - Rechtsfolge: wie bei der sonstigen Direktvermarktung besteht kein EEG-Zahlungsanspruch, weshalb hiermit ein weiterer Schritt zur Marktintegration der EE gemacht werden kann.
- Gleichstellung der in der innovativen Veräußerungsform bezogenen bilanziellen EE-Strommengen mit „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ in den verbraucherseitig bzw. produktseitig relevanten Vorschriften.
- Aus der Bilanzkreisbewirtschaftung ergibt sich ein zuverlässiger Nachweis dafür, dass der Letztverbraucher eine bestimmte EE-Strommenge erhält. Damit setzt die Nachfrage über das öffentliche Netz keine Anreize für eine Steigerung der Produktion konventioneller Stromerzeuger.

4. Fazit und Ausblick

Die vorliegende Machbarkeitsstudie beschreibt die technischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den zeitgleichen regionalen Grünstrombezug Berlins im Zusammenspiel mit der EE-Erzeugung im Land Brandenburg. Sie zeigt, dass aus technischer Sicht bereits heute viele öffentliche Liegenschaften in Berlin mit einem kleinen EE-Portfolio umfassend versorgt werden können. Durch die Einbeziehung weiterer Erzeugungsanlagen in der Region Berlin-Brandenburg ergibt sich ein beachtliches Versorgungspotential – auch für private Letztverbraucher.

Gleichzeitig sind mit einer solchen Form der Stromversorgung noch umfangreiche ökonomische und regulatorische Herausforderungen verbunden. „Grünstrom aus der Region“ ist derzeit kein Produkt im energierechtlichen Sinn. Weiteren Erlöspotentialen (z.B. über die Sektorenkopplung) steht die fehlende Möglichkeit zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft im Wege. Außerdem muss sich zeigen, ob seitens der Endkunden eine erweiterte Zahlungsbereitschaft im Zusammenhang mit Regionalität besteht.

Der Umsetzung der Ideen aus Grünes B müssen deshalb politische Entscheidungen vorangehen: Auf Bundesebene sind Anpassungen des Rechtsrahmens erforderlich, um eine netzdienliche regionale Grünstromvermarktung zu ermöglichen und attraktiv zu machen. Diese Anpassungen könnten die Bundesländer politisch unterstützen. Auf lokaler Ebene könnten im Anschluss konkrete Schritte hin zu einer regionalen und grünen Stromversorgung öffentlicher Liegenschaften sowie von Industrie und Gewerbe unternommen werden.

Potenziale für eine Vermarktung von regionalem Grünstrom in Berlin

Diese Machbarkeitsstudie untersucht, welche Potenziale für eine regionale Vermarktung von Grünstrom unter der Voraussetzung bestehen, dass Erzeugung und Letztverbrauch zeitlich weitestmöglich zusammenfallen. Die Analyse erstreckt sich erstens auf den spezielleren Projektraum Grünes B (vgl. dazu Seite 9 ff.) und zweitens auf die gesamte Region Berlin-Brandenburg bis zu den Landesgrenzen Brandenburgs (vgl. dazu Seite 33 ff.).⁴ Es werden in beiden Fällen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die Lasten in Berlin bzw. der betrachteten Region gegenübergestellt. Auf Basis dessen wird jeweils anhand von Modellierungen herausgearbeitet, inwiefern sich EE-Erzeugung und Last insbesondere in zeitlicher Hinsicht für bestimmte Kundengruppen in Übereinstimmung bringen lassen. Davon ausgehend wird eine quasi gleichzeitige Vermarktung des Grünstroms mit regionalem Bezug geprüft. Ziel bei der Produktgestaltung ist es, dass sich das Produkt neben der **EE-Eigenschaft** und **Regionalität** des Stromprodukts durch eine **Gleichzeitigkeit** der Lieferung auszeichnet und so – im Gegensatz zur heute verbreiteten Grünstromvermarktung auf Basis von Herkunftsnachweisen – ein Alleinstellungsmerkmal begründet wird. Das bedeutet, dass die bezogene Strommenge aus bilanzieller Sicht im Zeitpunkt der (regionalen) Erzeugung geliefert wird. Die folgende Untersuchung widmet sich daher den Fragestellungen, inwiefern aus ökonomischer und technischer Sicht sowie rechtswissenschaftlicher Perspektive eine solche regionale EE-Stromvermarktung an Letztverbraucher bereits gegenwärtig möglich und umsetzbar ist. Außerdem werden Hemmnisse identifiziert und aufgezeigt. Schließlich werden Handlungsempfehlungen zur Überwindung dieser Hemmnisse formuliert und diskutiert.

1. Potenziale einer regionalen Grünstromvermarktung im Projektraum Grünes B: Können regionale erneuerbare Erzeuger ausgewählte Berliner Stromlasten decken?

Die technische Potenzialanalyse erfolgt aus Perspektive eines Lieferanten bzw. Energieversorgungsunternehmens, das sich gegenüber seinen Kunden (den Letztverbrauchern) vertraglich dazu verpflichtet, mindestens nach einem viertelstundenscharfen Kundenlastgang EE-Strom (zu einem bestimmten Mindestanteil) zu liefern und dafür auf EE-Erzeugungsanlagen im regionalen Kontext des Letztverbrauchers zurückzugreifen. Der Vertrieb findet nicht über die Strombörse statt.

Innerhalb des Projektraums Grünes B wurde ein Analyseszenario definiert, für das die technischen Potenziale eines Konzepts für eine gleichzeitige regionale Grünstromversorgung untersucht wurden. Mit **technischem Potenzial** ist hier gemeint, inwieweit eine bestimmbare im Projektraum Grünes B erzeugte Menge EE-Stroms aus **bestimmten EE-Anlagen** zur gleichzeitigen Belieferung von im selben Projektraum im Vorhinein **bestimmten** (s. zur Erläuterung der Auswahl Seite 18) **Endabnehmern** (Letztverbrauchern) genutzt werden kann. Der **Projektraum** im Sinne eines geographischen Verständnisses erstreckt sich auf das Land Berlin und, ausgehend von der Grenze des Stadtstaats in den Grenzen eines 50 km-Radius, auch auf das Land Brandenburg (vgl. hierzu Seite 16).

Auf einen Blick

Projektraum Grünes B:

- Berlin und die Region im Umkreis der Stadt (50 km)
- Jahresenergieerzeugung durch erneuerbare Energien in Höhe von rund 280 GWh/a,
 - davon 1,8 GWh/a aus Solaranlagen und 278,5 GWh/a aus Windenergieanlagen an Land
- Jahresenergieverbrauch ausgewählter öffentlicher Betriebe und Einrichtungen in Höhe von insgesamt 682,0 GWh/a
- Stromerzeugung und -verbrauch werden zur gleichen Zeit gegenübergestellt (15-Minutenintervall)

⁴ Da die zu betrachtenden Vorschriften nicht durch die Ausdehnung des Projektraums beeinflusst werden, differenziert der rechtswissenschaftliche Teil Machbarkeitsstudie (Seite 33 ff.) hier nicht.

a) Erläuterung des Untersuchungsrahmens und der Datengrundlage

Im Folgenden wird der Projektrahmen Grünes B dargestellt.

(1) Projektraum Grünes B

Als Projektraum Grünes B wird der Stadtstaat Berlin sowie der Raum im 50 km-Radius um das Stadtgebiet Berlins definiert. In Anlehnung an die Vorschrift des § 79a EEG 2017, die die Regionalität ausgehend vom Postleitzahlengebiet des Letztverbrauchers im 50 km-Radius bestimmt, wird ein räumlicher Teil Brandenburgs für die Betrachtung abgegrenzt. Der **Projektraum Grünes B** (Berlin und 50 km-Radius Brandenburg) wird in Abbildung 1 veranschaulicht.

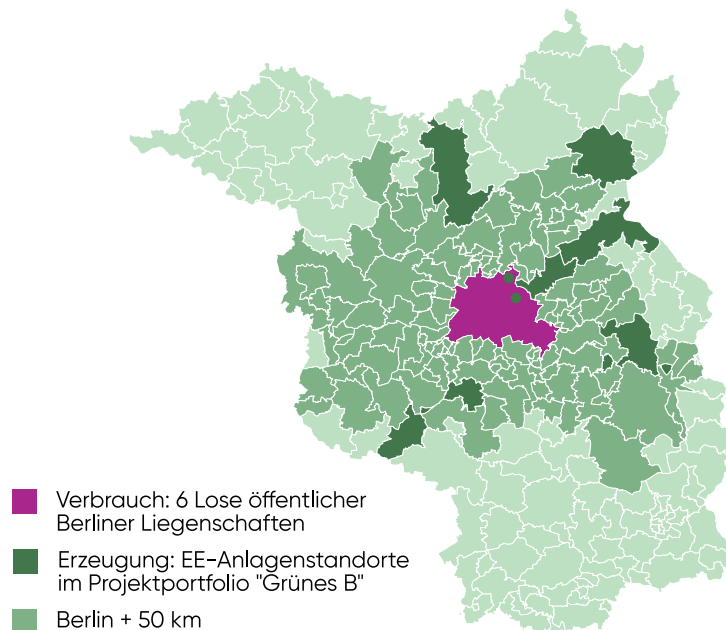


Abbildung 1: Räumliche Ausdehnung des Projekttraums Grünes B.

(2) EE-Stromerzeuger im untersuchten Projektrahmen Grünes B

Für den Projektrahmen Grünes B wurden Daten von Windenergieanlagen an Land (WEA) und Solaranlagen genutzt, die insbesondere eine Auswertung der erzeugten Strommenge, größtenteils viertelstundenscharf, über das Jahr 2017 erlauben⁵. Die Stromerzeugung aus diesen Anlagen wird im Folgenden unter dem Begriff „**EE-Portfolio Grünes B**“ zusammengefasst. Das „**EE-Portfolio Grünes B**“ setzt sich auf Basis der Datengrundlage für das Jahr 2017 zusammen aus:

- 1,8 GWh/a aus Solaranlagen
- 278,5 GWh/a aus Windenergieanlagen an Land.

Kumuliert ergibt sich ein Gesamtportfolio mit einer Jahreserzeugung der EE-Anlagen von 280,3 GWh/a. Die Standorte der Anlagen aus dem „**EE-Portfolio Grünes B**“ und ihre Nennleistung sind in Abbildung 2 dargestellt. Die blau bzw. gelb hinterlegten Flächen bilden die PLZ-Gebiete ab, in denen sich die ausgewerteten Wind- oder Solaranlagen befinden, wobei eine dunklere Farbgebung eine größere installierte Nennleistung in diesem Gebiet impliziert. Das auf den von Projektpartnern zur Verfügung gestellten Erzeugungsdaten beruhende „**EE-Portfolio Grünes B**“ dient lediglich beispielhaft als Ausgangspunkt für die Gegenüberstellung von EE-Erzeugung und Stromlast.

Für eine weitere Umsetzung des Projekts in der Realität würde sich wahrscheinlich eine abweichende Zusammensetzung auf der Erzeugerseite ergeben. Vorteilhaft wäre bspw. eine weitere Diversifizierung insbesondere durch ein ausgewogeneres Verhältnis zwischen Erzeugung aus PV- und Windenergieanlagen, sowie die Ergänzung um steuerbare Biomasseanlagen (vgl. hierzu Seite 25 ff.).

⁵ Teilweise wurden im Zuge der Datenaufbereitung synthetische Einspeiselastränge im Viertelstundenraster von der KISTERS AG erzeugt, um entsprechende Lücken der Datengrundlage zu schließen.

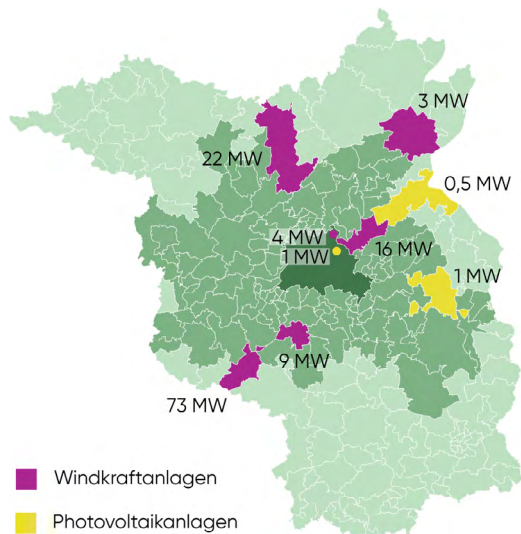


Abbildung 2: Darstellung der EE-Anlagen des in Grünes B exemplarisch betrachteten Portfolios.

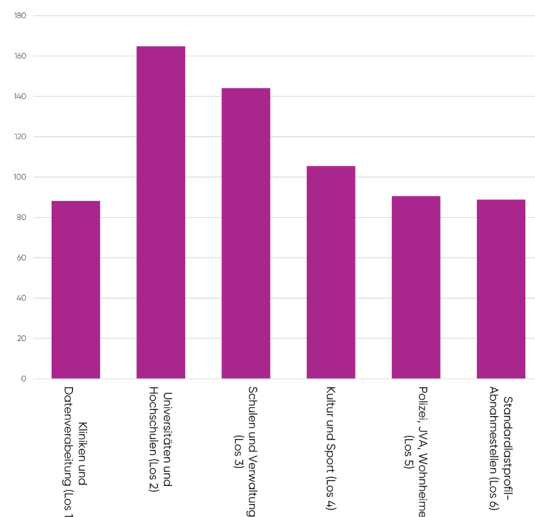


Abbildung 3: Lose Berliner Liegenschaften und jeweilige Stromlast für den Zeitraum eines Jahres.

Auf eine Skalierung der Erzeugungs- bzw. Lastprofile auf alle EE-Anlagen wurde hier verzichtet, da eine konkrete Vertriebsoption zwischen dezidierten Erzeugern und speziellen Abnehmergruppen abgebildet werden soll.

(3) Abnehmer im untersuchten Projektrahmen Grünes B

Im Projektrahmen Grünes B ist eine Grünstromvermarktung sowohl an private als auch öffentliche Endverbraucher relevant. Der Projektrahmen Grünes B berücksichtigt bestimmte **Abnehmer** bzw. Endverbraucher, für die ebenfalls konkrete Daten zur Verfügung gestellt wurden. Die größtenteils viertelstundenscharfen **Lastdaten** zeigen die reale Stromabnahme im Verlauf des Jahres 2017⁶ aus sechs Gruppen von Berliner Liegenschaften, die letztlich der öffentlichen Hand zugeordnet werden können. Diese sog. Lose werden alle vier Jahre öffentlich ausgeschrieben und setzen sich wie folgt zusammen aus:

- Los 1 - Kliniken und Datenverarbeitung
- Los 2 - Universitäten und Hochschulen
- Los 3 - Schulen und Verwaltung
- Los 4 - Kultur und Sport
- Los 5 - Polizei, JVA, Wohnheime
- Los 6 - Standardlastprofil-Abnahmestelle

Die sechs dargestellten Lose weisen einen jährlichen Strombedarf zwischen 88,3 GWh/a und 164,9 GWh/a auf, was kumuliert über alle Lose einen Strombedarf von 682,0 GWh/a ergibt. Die Liegenschaften der Lose 1 bis 5 sind mit registrierenden Leistungsmessungen (RLM) ausgestattet, dementsprechend muss die Energiebeschaffung hier entsprechend (einer Prognose) des tatsächlichen Lastgangs erfolgen. Los 6 umfasst Abnahmestellen ohne Leistungsmessung, so dass die Beschaffung hier nach Standardlastprofilen (SLP) erfolgt.

Die Clusterung der Liegenschaften nach Nutzungsart ist darin begründet, dass die Stromversorgung je Cluster, nicht je einzelner Liegenschaft, ausgeschrieben wird. Die öffentlichen Liegenschaften unterliegen bezüglich der Beschaffung von Energie (Strom, Erdgas und Fernwärme) einem öffentlichen Ausschreibungsverfahren. Die Energiewirtschaftsstelle des Landes Berlin (EWS) führt diese Ausschreibungen im Auftrag der Senatsverwaltung für Finanzen zentral durch. In einer zentralen Datenbank der EWS werden alle relevanten Daten der Abnahmestellen gesammelt.⁷

Bezüglich der Auswahl dieser Lastdaten ist auf Folgendes hinzuweisen: Die Auswahl ist entscheidend dadurch bedingt, dass den Erstellern der Studie Zugang zu diesen aussagekräftigen Daten eröffnet wurde. Aussagekräftige und konsistente Daten sind für eine realitätsnahe Evaluierung des Potenzials für eine Grünstromvermarktung eines konkreten Raums, hier des (eingeschränkten)

6 Auf der Basis von 15-minütigen Lastdaten der Berliner Liegenschaften aus dem Jahr 2015 wurden die Daten per Vergleichstagesverfahren vom Jahr 2015 auf das Jahr 2017 umgerechnet, sodass die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten für einen Zeitraum desselben Jahres gegenübergestellt werden konnten.

7 Mehr hierzu unter <https://david.berlin/energiewirtschaftsstelle>

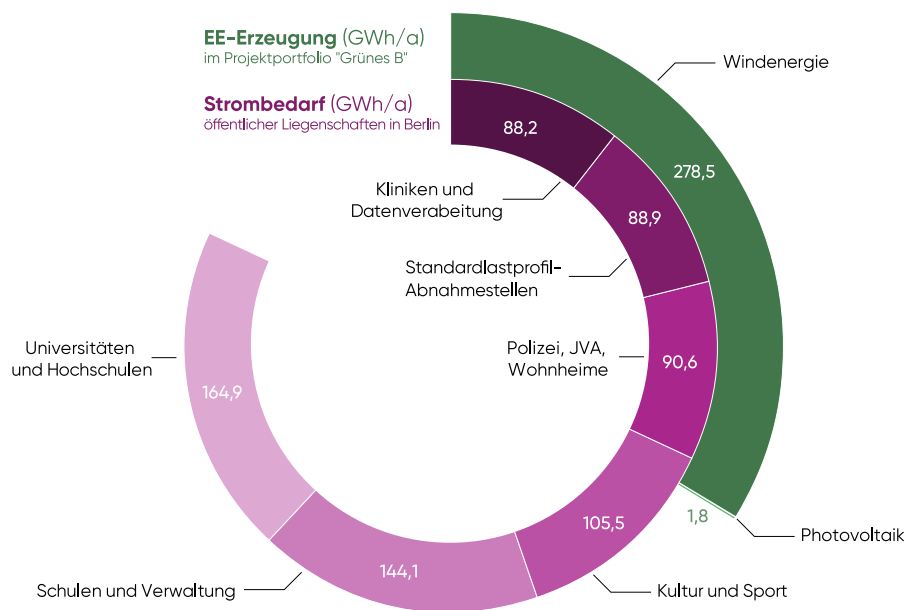


Abbildung 4: Strombedarf und EE-Erzeugung im Projekttraum Grünes Berlin im Jahr 2017 ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Last (Werte in GWh/a).

Projektraumens Grünes B, unentbehrlich. Da die Lose die Last von Einrichtungen der öffentlichen Hand reflektieren, dürften sie sich faktisch eingeschränkt als Abnehmer für eine perspektivische gleichzeitige Belieferung mit regionalem EE-Strom anbieten. Eine Beauftragung durch die öffentliche Hand kommt grundsätzlich nur nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung in Betracht. Somit ist beim Bezug von regionalem Grünstrom durch die öffentliche Hand eine Wettbewerbsfähigkeit des innovativen Grünstromprodukts vorauszusetzen. Wettbewerbsfähigkeit bedeutet, dass das Produkt im Vergleich zumindest nicht teurer sein sollte.

Die individuellen Jahreslastverläufe des Stromverbrauchs von Letztverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von unter 100.000 kWh⁸ können über SLP nicht abgebildet werden. Für die Berliner Haushaltskunden gibt es lediglich eine summarische Darstellung. Aus diesem Grund wurde die Betrachtung individueller realer Lastdaten von Betrieben und Einrichtungen der von SLP im Haushaltskundenbereich vorgezogen. Sofern Betriebe und Einrichtungen privater Träger bezüglich ihres Lastprofils denen der vorliegenden Daten ähneln, können die Ergebnisse auch hierauf übertragbar sein.

Neben den Stromlasten der öffentlichen Betriebe und Einrichtungen konnte im Rahmen dieser Studie auch eine Belieferung der Berliner E-Ladesäulen modelliert werden. Das untersuchte Berliner Ladenetz für Elektroautos ist eines der größten Deutschlands. Die gesamte Jahreslast der betrachteten Ladesäulen beläuft sich auf etwa 0,5 GWh/a. Die Ergebnisse der Modellierung werden im Exkurs im Abschnitt ab Seite 24 dargestellt.

(4) Gleichzeitigkeit von EE-Erzeugung und Strombedarf in 15-minutenscharf aufgelösten Zeitreihen

Die im Projektraum Grünes B betrachtete Erzeugung und Last sollen auf größtmögliche Gleichzeitigkeit – aktuell im Rahmen der 15-Minuten-Messungen – miteinander abgestimmt werden: Der Zeitpunkt von Belieferung/Letzterverbrauch und Erzeugung fällt im Modell weitestmöglich zusammen. Das hier zugrunde gelegte Verständnis von Gleichzeitigkeit entspricht dem energie-wirtschaftsrechtlich maßgeblichen Verständnis zur Bewirtschaftung der Bilanzkreise durch im Regelfall 15-minutenscharfe Fahrpläne.

Die von den Projektpartnern zur Verfügung gestellten konkreten Daten sind zeitlich entsprechend 15-minutenscharf aufgelöst. Die Lastgänge von einzelnen EE-Erzeugungsanlagen in der Region Berlin wurden im Viertelstundenraster bereitgestellt (vgl. Seite 10). Die Bedarfslastgänge bilden, ebenfalls in einer 15-minütigen Auflösung, den Stromverbrauch der öffentlichen Liegenschaften des Stadtstaats Berlins ab (vgl. Seite 11).

⁸ § 12 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung, Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865) geändert worden ist.

In Abbildung 4 ist der Strombedarf der betrachteten sechs Lose der öffentlichen Liegenschaften (nach Verbrauch aufsteigend sortiert) der EE-Erzeugung gegenübergestellt. Zur Orientierung: In der Jahresbilanz – hier wohlgermerkt ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Last – entspricht die verfügbare EE-Erzeugung von 280,3 GWh/a etwa dem kumulierten Strombedarf der Lose 1, 5 und 6 in Höhe von 276,6 GWh/a.

(5) Begrifflichkeiten

Bei der Stromversorgung im Projektraum Grünes B werden vornehmlich Strommengen aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ zur Belieferung der Abnehmer im Projektraum Grünes B genutzt. Übersteigt die Nachfrage (zeitweilig) das Angebot, muss Strom von außerhalb des Projektraums Grünes B bezogen werden. Bleibt die Nachfrage hinter dem Angebot zurück, müssen Strommengen aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ außerhalb des Projektraums Grünes B – z. B. an der Börse - veräußert werden. Für die Bezeichnung der unterschiedlichen Strommengen werden bei der Darstellung der Analyseergebnisse folgende Begriffe verwendet:

- System: der Projektraum Grünes B (EE-Erzeugung, Abnehmer, Projektraum).
- Systemstrom: der Strom, der in den Anlagen des „Projektportfolios Grünes B“, erzeugt wird und der Belieferung der Abnehmer im Projektraum Grünes B dient.
- Zusatzstrombedarf: Strommenge, die extern, d. h. abseits des „EE-Portfolios Grünes B“ beschafft werden muss, wenn der Systemstrom die Nachfrage der Abnehmer nicht decken kann
- Systemüberschussstrom: Systemstrommengen, die nicht von den Abnehmern gleichzeitig bilanziell bezogen, d. h. nicht in den Projektraum Grünes B genutzt werden können. Sie müssen außerhalb des Systems, z. B. an der Börse vermarktet werden
- Systemdeckungsgrad: Anteil des Systemstroms an der insgesamt benötigten Strommenge. Je mehr Systemstrom im Projektraum Grünes B gleichzeitig abgenommen werden kann, desto kleiner ist der Zusatzstrombedarf und desto höher ist bei gleichbleibendem Verbrauch der Systemdeckungsgrad.
- EE-Verhältnis: Verhältnis von erneuerbarer Erzeugung und Last.

b) Kernergebnisse der Potenzialberechnungen

Für das Jahr 2017 wurden die Lastgänge von EE-Erzeugung und Stromlast des Projektrahmens Grünes B gleichzeitig gegenübergestellt, um Aussagen über die bisher nutzbare regionale Strommenge aus dem Portfolio innerhalb des Projektrahmens treffen zu können.

Wesentliche Ergebnisse:

Im Projektrahmen Grünes B bestehen bereits Potenziale für eine gleichzeitige regionale Grünstromvermarktung.

Folgende technische Hemmnisse wurden identifiziert:

- Temporär fallen das EE-Dargebot und der Strombedarf mengenmäßig auseinander, so dass der Kundenlastgang aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ nur teilweise bedient werden kann.
 - Ein ausgewogenes Verhältnis zwischen entstehendem Systemstromüberschuss und verbleibendem Zusatzstrombedarf entsteht bei Parität zwischen den Jahresmengen von EE-Erzeugung und Stromlast, im vorliegenden Fall bei der Belieferung der drei Stromabnehmergruppen bzw. Lose mit dem geringsten Bedarf. Sowohl Systemstromverbrauchsanteil als auch Systemdeckungsgrad erreichen in diesem Fall ein beachtliches Niveau von etwa 60%.
 - Durch Verkleinerung des Verbrauchsportfolios lässt sich der Systemdeckungsgrad erhöhen, wobei aufgrund der geringen Last jedoch hohe Systemstromüberschüsse entstehen. Wird zur Maximierung des Systemdeckungsgrads nur das kleinste Los beliefert, steigt der Systemdeckungsgrad auf knapp 80 %, der Systemstromverbrauchsanteil sinkt jedoch auf 25 % ab. Dementsprechend könnten dreiviertel der EE-Erzeugung nicht zur Belieferung regionaler Abnehmer genutzt werden.
 - Umgekehrt kann bei der Belieferung aller Lose fast die gesamte EE-Erzeugung als Systemstrom abgenommen werden (Systemstromverbrauchsanteil von gut 90 %), es muss jedoch Zusatzstrom in Höhe von rund zwei Drittel des Bedarfs hinzugekauft werden (Systemdeckungsgrad von 37 %).

Folgende Lösungsansätze zur Überwindung der technischen Herausforderungen einer zeitgleichen Grünstromvermarktung stehen zur Verfügung:

- Durch geeignete Zusammenstellung des EE-Erzeugungsportfolios und des Verbrauchsportfolios kann eine quantitative Verschiebung zu Gunsten höherer Systemstromverbrauchsanteile bzw. Systemdeckungsgrade erreicht werden. Die qualitativen Verhältnisse (gegenläufige Entwicklung von Systemstromverbrauch und Systemdeckungsgrad) lassen sich in Portfolios mit ausschließlich volatiler EE-Erzeugung und nicht steuerbaren Lasten jedoch nicht überwinden.
- Eine zeitgleiche Belieferung ohne bzw. mit geringem Systemstromüberschuss sowie Zusatzstrombedarf setzt, über das untersuchte volatile Erzeugungsportfolio hinaus, eine Kontrahierung flexibler steuerbarer Stromerzeuger (z.B. flexible Biogas-Anlagen) bzw. flexibler Lasten sowie eine integrierte Bewirtschaftung in virtuellen Kraftwerken voraus.
- Erlöspotenziale sind unter den aktuellen Rahmenbedingungen im Einzelfall realisierbar.
- Die Kontrahierung flexibler Assets steht aktuell in Konkurrenz mit bestehenden Bewirtschaftungsmöglichkeiten an den regulären externen Strommärkten.
- Indirekte ökonomische Vorteile können in erster Linie aus einer Reduktion von Mengen-, Preis- und Prognoserisiken und damit einhergehenden Transaktionskosten bei der Beschaffung und Vermarktung an externen Märkten resultieren. Demgegenüber stehen die Transaktionskosten bei der Etablierung und Bewirtschaftung des Geschäftsmodells.
- Weitere Erlöspotenziale entstehen, sofern seitens der Letztverbraucher eine Zahlungsbereitschaft besteht oder erzeugt werden kann, die auf der „grünen Eigenschaft“ der Systemstromlieferung beruht.

(1) Lastgänge von EE-Erzeugung und Stromlast

Zur beispielhaften Veranschaulichung der konkreten zeitlichen Verhältnisse sind in Abbildung 5 die Lastgänge von EE-Erzeugung und der gesamten Stromlast (Lose 1 bis 6) für einen Beispielzeitraum im Viertelstundenraster dargestellt.

Aus Abbildung 5 wird unmittelbar ersichtlich, dass EE-Erzeugung und der Stromverbrauch aus zeitlicher Sicht weitestgehend unabhängig voneinander verlaufen. Daraus ergeben sich Zeiten mit einem „überschießenden“ EE-Dargebot mit Systemüberschussstrom, oder solche mit einem verbleibenden Erzeugungsdefizit. Im Folgenden werden diese Verhältnisse auf der Basis einer Betrachtung der gesamtjährlichen Verläufe näher untersucht und ausgewertet.

Bei der Interpretation ist zu berücksichtigen, dass sich die hier vorliegende Betrachtung nicht auf eine Analyse und Anpassung des EE-Erzeugungsportfolios im Projektraum Grünes B zur möglichst weitgehenden Abdeckung der Stromlast an öffentlichen Liegenschaften Berlins insgesamt fokussiert. Es wird vielmehr eine Gegenüberstellung des gegebenen EE-Erzeugungsportfolios mit einzelnen Losen der Stromlast vorgenommen und im Hinblick auf die konkreten quantitativen Verhältnisse bei der Bedienung der Versorgungsaufgabe untersucht.

(2) Gleichzeitigkeit von EE-Erzeugung und Stromverbrauch im Projektrahmen Grünes B

Aufgrund der nur sehr eingeschränkten Steuerbarkeit des „EE-Portfolios Grünes B“ aus volatiler Solar- und Windenergie und der Mengenverhältnisse zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsportfolio kann eine nur teilweise Abdeckung des betrachteten

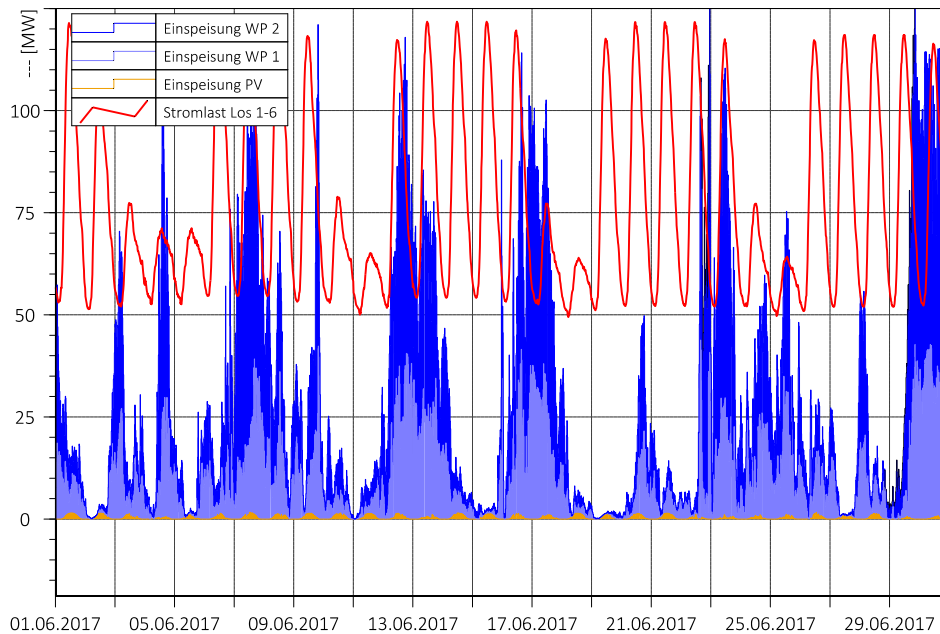


Abbildung 5: 15-minutenscharf aufgelöste Lastgänge von EE-Erzeugung aus Solar- und Windenergieanlagen und Stromlast (Lose 1-6) für den Beispielzeitraum Juni 2017.

Kundenlastgangs durch die betrachtete EE-Erzeugung erfolgen. Es besteht daher Zusatzstrombedarf. Nur in vereinzelten Situationen übersteigt die Systemstrommenge den Bedarf. Die entsprechenden Systemüberschussstrommengen stehen für eine anderweitige Vermarktung zur Verfügung.

In der nachfolgenden Betrachtung wird untersucht, welche konkreten Mengenverhältnisse sich hinsichtlich einer Gegenüberstellung von Systemstrom, Zusatzstrombezug sowie Systemüberschussstrom ergeben, wenn die Gleichzeitigkeit von Strombedarf sowie EE-Erzeugung auf Basis der konkreten, viertelstündlichen Lastgänge berücksichtigt wird (vgl. Abbildung 6).

In Abbildung 6 sind die sich im Jahresverlauf jeweils kumulativ ergebenden Energiemengen (elektrische Arbeit in GWh/a) mit den jeweiligen Werten aus 2017 dargestellt, differenziert nach Strombedarf, EE-Erzeugung, Systemstromverbrauch, Systemüberschussstrom und Zusatzstrombezug. Dabei wird das gegebene „EE-Portfolio Grünes B“ herangezogen, während die Größe des Verbrauchsportfolios durch Abdeckung einzelner/mehrerer Lose der Stromlast der öffentlichen Liegenschaften Berlins variiert wird (vgl. Abbildung 6). Im ersten Fall wird lediglich ein Los (Los 1) beliefert, im zweiten Fall bereits zwei Lose (Lose 1 und 6), bis schließlich alle Lose (Lose 1 bis 6) durch eine regionale erneuerbare Erzeugung aus dem Projektportfolio von Grünes B beliefert werden.

Für den Fall einer Versorgung der Lose 1, 5 und 6 – also ein Szenario, in dem Strombedarf (268 GWh/a) und EE-Erzeugung (280 GWh/a) sich in der Jahresbilanz in etwa die Waage halten – ergeben sich ein gleichzeitiger Systemstromverbrauch von 163 GWh/a und Systemüberschussstrommengen von 117 GWh/a sowie ein verbleibender Zusatzstrombezugsbedarf von 105 GWh/a.

Exkurs Elektromobilität

Mit in die Studie eingeflossen sind außerdem die Lastdaten der rund 400 Berliner Ladepunkte, bzw. über 200 Ladesäulen im Stadtgebiet. Die Elektromobilität ist ein potenziell interessanter Abnehmer für ein regionales Grünstromprodukt, weshalb sie im Rahmen dieser Studie miteinbezogen wurde. Gerade im Bereich der Elektromobilität ist eine Belieferung durch erneuerbaren Strom höchst relevant, um tatsächlich CO₂-neutral mobil sein zu können. Denn Elektroautos sind nur so grün, wie der Strom, durch den sie angetrieben werden. Wird hier von Beginn an auf eine Belieferung mit EE-Strom gesetzt, kann gezeigt werden, dass eine Kopplung der Sektoren Energiewirtschaft und Verkehr umsetzbar ist.

Die Lastdaten der E-Ladesäulen lagen ebenfalls in 15-minütigen Zeitreihen vor, so dass sie der regionalen Grünstromerzeugung im Jahr 2017 gegenübergestellt werden konnten. Die gesamte Jahreslast der betrachteten Ladesäulen beläuft sich auf rund 0,5 GWh/a. Dem steht andererseits eine Grünstromerzeugung von insgesamt rund 280 GWh/a gegenüber. Die Stromerzeugung ist somit um ein Vielfaches größer als der Stromverbrauch an den E-Ladesäulen. Eine sehr große Menge EE-Strom aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ kann nicht allein von den Ladesäulen genutzt werden. Andererseits kann es gelegentlich vorkommen, dass Strom von außen hinzugekauft werden muss, wenn Systemstrom in diesen Stunden nicht verfügbar ist. Durch Flexibilität sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Abnehmerseite (Stichwort flexibles Laden) kann dieser Herausforderung begegnet werden.

Die Elektromobilität kann im Projektumfang flexibel als relevanter Abnehmer einer regionalen Grünstromversorgung agieren und in das Grünstromvermarktungskonzept eingebunden werden, wenn die Stromnachfrage für Elektromobilität systemrelevanter wird. Dies setzt insbesondere einen Infrastrukturausbau und eine Erhöhung der Anzahl der Elektroautos in Berlin voraus.

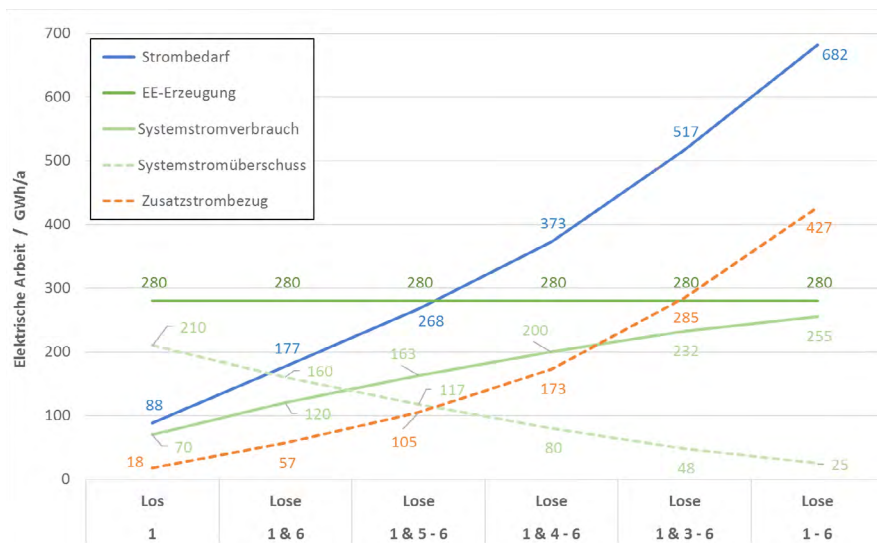


Abbildung 6: Systemstromverbrauch, Systemüberschussstrom und Zusatzstrombezug bei Belieferung einzelner Lose und gegebenem „EE-Portfolio Grünes B“, unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit auf viertelstündlicher Basis, Werte für 2017.

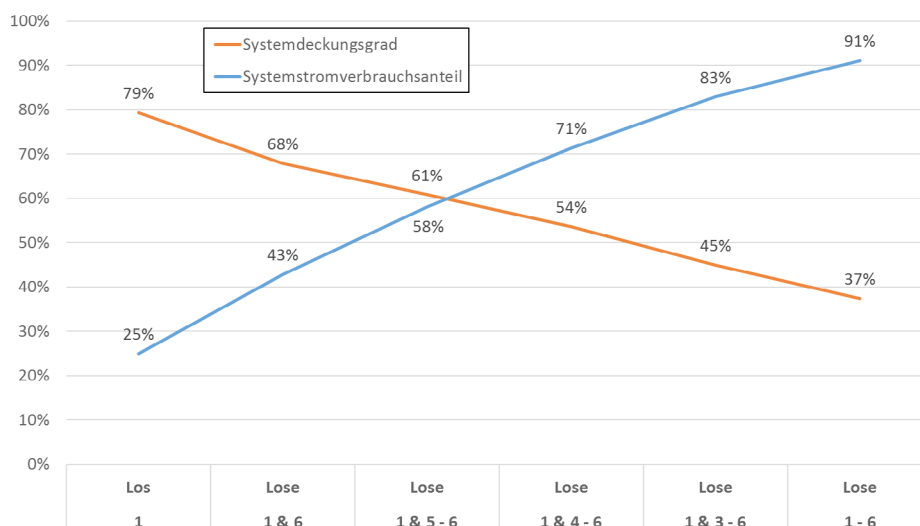


Abbildung 7: Systemdeckungsgrad und Systemstromverbrauchsanteil bei Belieferung einzelner Strombedarfslose aus betrachtetem „EE-Portfolio Grünes B“, Werte für 2017.

Bei Verkleinerung des Abnehmerportfolios verschieben sich die Verhältnisse hin zu niedrigerem Systemstromverbrauch und Zusatzstrombezug sowie zu höheren Systemüberschussstrommengen; bei Vergrößerung des Abnehmerportfolios verläuft die Verschiebung entsprechend umgekehrt.

In Abbildung 7 sind die sich daraus ergebenden relativen Verhältnisse dargestellt. Der Systemstromverbrauchsanteil entspricht dem Verhältnis von Systemstromverbrauch zur Erzeugung im „EE-Portfolio Grünes B“ – vergleichbar mit dem geläufigen Eigenverbrauchsanteil in Eigenversorgungskonzepten. Der Systemdeckungsgrad drückt das Verhältnis zwischen Systemstromverbrauch und Strombedarf aus.

Für den Fall der Belieferung der Lose 1, 5 und 6 ergibt sich ein Systemstromverbrauchsanteil von 58 % sowie ein Systemdeckungsgrad von 61 %. Im Szenario der ausschließlichen Versorgung von Los 1 ist eine weitgehende Lastdeckung möglich. Es ergibt sich ein Systemdeckungsgrad von 79 %. Wegen der kleinen Last kann dabei jedoch der Großteil des verfügbaren EE-Stroms nicht zur

Systemstromversorgung genutzt werden. Es ergibt sich ein Systemstromanteil von lediglich 25 % – dementsprechend müssten 75 % des EE-Stroms abseits der Lise vermarktet werden. Im umgekehrten Fall – der Versorgung aller sechs Lose – ist mit einem Systemstromverbrauchsanteil von 91 % eine fast vollständige Nutzung der EE-Erzeugung aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ möglich. Andererseits verbleibt beim sich ergebenden Systemdeckungsgrad von 37 % eine recht große „Restlast“, die durch anderweitigen Zusatzstrombezug bedient werden muss. Mit 63 % der Stromlast macht die zusätzlich zu beziehende Strommenge fast zwei Drittel des Bedarfs aus.

(3) Erlöspotenziale eines regionalen Grünstromprodukts

In der nachfolgenden Untersuchung möglicher Erlöspotenziale wird angenommen, dass seitens des Letztverbrauchers die Möglichkeit und Bereitschaft besteht, einen gewissen Preisaufschlag gegenüber dem Börsenstrompreis (2017) für den Anteil seines Strombezugs zu entrichten, der nachweislich aus regionalen EE-Erzeugungsanlagen stammt.

Regionale Grünstromvermarktungskonzepte können aus verschiedenen Gründen das Potenzial für Mehrerlöse bieten. Eine räumliche Nähe des Letztverbrauchers zu der EE-Erzeugungsanlage und die Möglichkeit des nachvollziehbaren Strombezugs aus dieser EE-Anlage kann Akzeptanz stiften, die sich über Unterstützungsbereitschaft in verbesserten Vermarktungschancen niederschlägt. Hier wird ein ideelles Motiv beim Letztverbraucher angesprochen. Für den Strombezug von Abnehmern in Berlin aus EE-Anlagen in Brandenburg könnte dieser Aspekt mangels räumlicher Nähe nur eingeschränkt relevant sein.

Die Vermarktung von EE-Strommengen abseits der Börse kann die Möglichkeit eröffnen, vergleichsweise lange Lieferbeziehungen mit Unternehmern⁹ als Letztverbrauchern vertraglich zu begründen. Über den Geltungszeitraum der Vereinbarung kann ein Strompreis vereinbart werden, der das Risiko der Parteien aus Strompreisschwankungen zumindest reduziert. Aus diesem Grund könnten die Parteien einen Preis akzeptieren, der gegenwärtig vergleichsweise teurer ist, jedoch für die Zukunft als wirtschaftlich attraktiv eingeschätzt wird. Hier sind wirtschaftliche Beweggründe beider Parteien maßgeblich.

Ein weiterer ökonomisch relevanter Aspekt, der auf Seiten des Letztverbrauchers bestehen kann, ist das Interesse am Bezug von EE-Strom einer bestimmten Qualität. Gemeint ist hier eine dekarbonisierende, oder „grüne“ Qualität. Letztverbraucher, die EE-Strom exemplarisch zur Erfüllung von EE-Nutzungs-, Energieeinspar- oder EE-Quotenpflichten benötigen, könnten dazu bereit sein, einen Aufpreis zu bezahlen. Da dieses Interesse gegenwärtig quasi ausschließlich mit per Direktleitung gelieferttem EE-Strom adressiert werden kann, spielt dieser Aspekt in der aktuellen Praxis nur im Einzelfall eine Rolle. Ein Geschäftsmodell kann schwerlich darauf basieren. Für den Projektraum Grünes B kommt dies mangels räumlicher Nähe eigentlich nicht in Betracht.

Im Projektraum Grünes B erfolgt die nachfolgend vorgenommene Bepreisung einzelner Stromflüsse grundsätzlich ausgehend von Großhandelspreisen, um eine invariante, neutrale Bewertungsgrundlage heranzuziehen. Konkret werden dabei die in 2017 in der jeweils vortägigen Day-Ahead-Auktion realisierten Strompreise herangezogen, die an der EPEX SPOT im Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg gehandelt wurden.

Darüber hinaus wird ein zeitlich konstanter Preisaufschlag in Höhe von 1,5 ct/kWh respektive 15 €/MWh angenommen, der vom Letztverbraucher an den Versorger entrichtet wird – zusätzlich zum zeitvarianten Börsenpreis und ausschließlich für den Anteil der Lieferung, der in der konkret betrachteten Viertelstunde aus einer regionalen EE-Erzeugungsanlage des Versorgers stammt. Andere Lieferungen (Vermarktung des Systemüberschussstroms) und Bezüge (Marktbeschaffung des Zusatzstrombezugs) des Versorgers erfolgen zum Börsenpreis der jeweiligen Viertelstunde.

Die resultierenden Kosten bzw. Erlöse wurden im Jahresverlauf für 2017 aggregiert und ins Verhältnis zur jeweils übertragenen Energiemenge (vgl. Abbildung 5) gesetzt, so dass sich für die einzelnen Positionen Systemstromverbrauch, Zusatzstrombezug sowie Systemüberschussstromvermarktung jeweils ein mengengewichteter Durchschnittspreis ergibt (vgl. Abbildung 8). Die Kalkulation wurde, analog zu den bisherigen Darstellungen, für die verschiedenen Varianten der (Teil-)Versorgung der öffentlichen Liegenschaften Berlins vorgenommen. Als zusätzliches Szenario ist der Fall dargestellt, dass gar kein Los Teil der Verbrauchslast wird, sondern das gesamte „EE-Portfolio Grünes B“ an der Strombörse vermarktet wird (konventionelle Direktvermarktung). In diesem Fall ergibt sich aus der Vermarktung des nicht im System genutzten Stroms zum Börsenpreis ein mittlerer Erlös in Höhe von 27,2 €/MWh.

Bei der Betrachtung der Direktvermarktungsszenarien mit sukzessive zunehmender Stromlast sinken die mittleren Erlöse aus der Systemüberschussstromvermarktung kontinuierlich ab – bis auf 9,9 €/MWh im Falle der Versorgung aller sechs Lose. Wegen der

⁹ Vertragslaufzeiten, die über 2 Jahre hinausgehen, können mit Verbrauchern i. S. d. § 15 BGB grundsätzlich nur individualvertraglich vereinbart werden, vgl. §§ 305 ff. BGB.

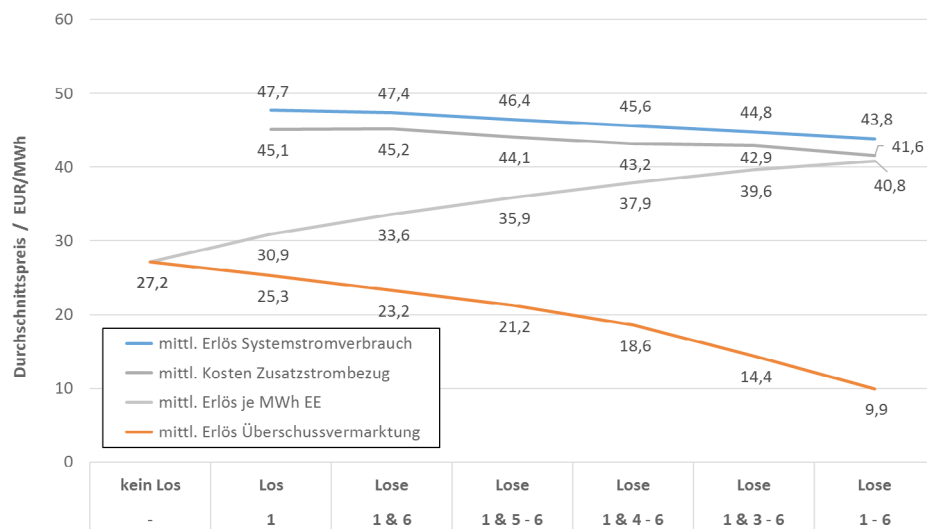


Abbildung 8: Mittlere Kosten und Erlöse eines regionalen Grünstromtarifs auf Grundlage eines Preisaufschlags (hier: 15 €/MWh) für den EE-Strom aus dem „EE-Portfolio Grünes B“, Werte für 2017.

hohen Verbrauchslast treten hier nur vergleichsweise selten überhaupt Systemüberschussstrommengen auf. Wenn sie auftreten, dann tendenziell zu Zeiten mit generell hoher EE-Einspeisung und folglich zu Zeiten mit offensichtlich niedrigeren Börsenpreisen. Diese negative Korrelation der Day-Ahead-Börsenstrompreise mit der Erzeugungsleistung des „EE-Portfolios Grünes B“ ist in Abbildung 9 für die einzelnen Viertelstunden des Jahres 2017 dargestellt. Dem gegenüber steht andererseits eine positive Korrelation der Day-Ahead-Börsenstrompreise mit der Stromlast der öffentlichen Liegenschaften (Lose 1 bis 6), siehe ebenfalls Abbildung 9.

Die mit zunehmender Stromlast sinkenden Durchschnittserlöse aus dem Systemstromverbrauch (vgl. Abbildung 8) ergeben sich ebenfalls aus der gegenläufigen Korrelation zwischen den Börsenpreisen und der EE-Erzeugung bzw. Stromlast. Während bei einer Versorgung von ausschließlich Los 1 in verhältnismäßig vielen Viertelstunden eine weitgehende Lastdeckung aus der EE-Erzeugung erfolgen kann, ist dies im Falle der Versorgung der Lose 1 bis 6 nur in den Stunden mit der höchsten EE-Erzeugung der Fall, in welchen regelmäßig niedrigere Marktpreise zu erzielen sind.

Analog verhalten sich die bei zunehmender Stromlast sinkenden Durchschnittskosten des Zusatz-Strombezugs: bei der ausschließlichen Versorgung von Los 1 muss nur dann Strom zugekauft werden, wenn wenig Systemstrom verfügbar ist. Dies trifft regelmäßig auf Zeiträume mit im Vergleich zum Jahresdurchschnitt erhöhten Börsenstrompreisen zu. Im Fall der Vollversorgung (Lose 1 bis 6) müssen in vielen Stunden des Jahres Zusatzstrommengen beschafft werden. Es ergeben sich niedrigere Durchschnittspreise.

Ausschlaggebend für das wirtschaftliche Erlöspotenzial des untersuchten regionalen Grünstromtarifs ist der Anteil von Systemstrom am Stromverbrauch, da eben ausschließlich für diesen gelieferten Anteil aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ eine erhöhte Zahlungsbereitschaft des Letztverbrauchers unterstellt wird. Für ein gegebenes EE-Erzeugungsportfolio lässt sich eine Erhöhung des Systemstromverbrauchsanteils durch Vergrößerung des Verbrauchsportfolios erreichen (vgl. Abbildung 7). Dann liegen auch in Zeiten hoher EE-Erzeugung hinreichend große Lastsenken vor, so dass ein großer Anteil der EE-Erzeugung in das System integriert werden kann. Dies geht mit einer entsprechenden Absenkung des Systemdeckungsgrades einher. Dementsprechend müssen große Zusatzstrommengen zur Bedienung des verbleibenden Kundenlastgangs beschafft werden.

Das resultierende Erlöspotenzial ist, bezogen auf die im „EE-Portfolio Grünes B“ insgesamt verfügbare EE-Strommenge, in Abbildung 8 dargestellt. Während bei einer reinen Börsenvermarktung im Mittel Erlöse von 27,2 €/MWh erzielt werden können, steigt der Durchschnittserlös auf bis zu 40,8 €/MWh (+50 %), wenn alle Abnehmer (Lose 1 bis 6) mit dem regionalen Grünstromprodukt versorgt werden. Der unterstellte Preisaufschlag von 15 €/MWh würde dabei für den anteiligen Systemstromverbrauch von 37 % des insgesamt gelieferten Stroms anfallen, so dass sich danach für den Endverbraucher aus der Wälzung des Preisaufschlags eine Preiserhöhung von effektiv 5,5 €/MWh bzw. 0,55 ct/kWh ergeben würde.

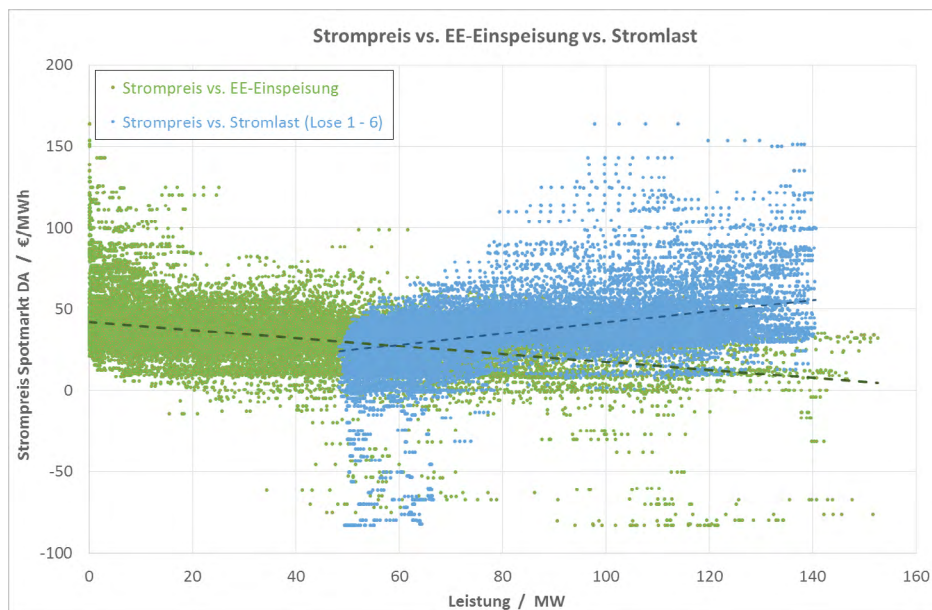


Abbildung 9: Korrelation zwischen Börsenstrompreis und EE-Erzeugung sowie Stromlast (Lose 1–6), Werte für 2017

Für die hier vorliegende Betrachtung eines regionalen Grünstromtarifs sei abschließend folgender Umstand nochmals herausgestellt: Unter der Voraussetzung des angenommenen Tarifmodells (Preisaufschlag wird auf den Anteil des aus dem „EE-Portfolio Grünes B“ gelieferten EE-Stroms erhoben) steigen die Erlöspotenziale mit zunehmender Größe des Verbrauchsportfolios. In der Folge steigt auch der Zusatzstrombedarf, den der Versorger „von außen“ beschaffen muss und dementsprechend auch die mit der Beschaffung ggf. einhergehenden Risiken. Gleichzeitig sinkt der Systemdeckungsgrad und somit der Anteil des Systemstroms an der Lieferung, was der Nachfrage nach dem Produkt abträglich sein könnte, wenn es dem Letztverbraucher auf eine möglichst hohe Belieferung mit Systemstrom ankommt. Hier dürfte eine Evaluierung der Zielgruppen im Einzelfall notwendig werden, um eine insofern passfähige Produktgestaltung vornehmen zu können.

(4) Kurzdiskussion des betrachteten Projektrahmens Grünes B

Zur kritischen Betrachtung des in den vorangegangenen Abschnitten untersuchten Szenariorahmens werden im Folgenden Fragen zur Belastbarkeit bzw. Aussagekraft des gewählten Anwendungsbeispiels für den Projektrahmen Grünes B diskutiert.

Greift der betrachtete Szenariorahmen, der ausschließlich volatile EE-Erzeugungsanlagen und keine steuerbare Erzeugung bzw. steuerbare Last umfasst, nicht zu kurz?

Bei einer Betrachtung eines integrierten Erzeugungs- und Verbrauchsportfolios, das neben volatiler Erzeugung und fix vorgegebener Verbrauchslast auch steuerbare Erzeugungsanlagen (z. B. Biomasse) und flexible Lasten innerhalb eines virtuellen Kraftwerks bewirtschaftet, würde sich die zusätzliche Möglichkeit zur „internen“ Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch ergeben. Im Resultat wären gegenüber den betrachteten Szenarien höhere Systemstromverbrauchsanteile bei zugleich höheren Systemdeckungsgraden zu erzielen, da sowohl Überschussvermarktung als auch Zusatzstrombezug reduziert werden könnten. Bei der Kontrahierung steuerbarer Erzeuger bzw. flexibler Verbraucher ist aktuell jedoch grundsätzlich eine Konkurrenzsituation mit der Bewirtschaftung dieser flexiblen Assets an bestehenden regulären Strommärkten (z.B. Börsenhandel) zu erwarten.

Welchen Einfluss hat der Umstand, dass der Systemstrom nicht über die Börse gehandelt wird?

Aus Sicht eines regionalen Grünstromversorgers können hieraus indirekte ökonomische Vorteile resultieren, die sich in erster Linie aus einer Reduktion von Mengen-, Preis- und Prognoserisiken und damit einhergehenden Transaktionskosten bei der Beschaffung und Vermarktung an „externen Märkten“ wie der Börse sowie bspw. aus verbesserten Vermarktungschancen ergeben können. Dem stehen auf der anderen Seite signifikante Transaktionskosten und Risiken bei der Etablierung des Geschäftsmodells gegenüber, das mithin mit einem Wechsel der Marktrolle vom Direktvermarkter hin zu einem Energieversorger verbunden ist. Im Einzelfall ist zu prüfen, welche wirtschaftlich relevanten Effekte damit einhergehen, dass durch den hier avisierten vorbörslichen Handel eine Versorgereigenschaft begründet werden könnte, die mit entsprechenden Pflichten behaftet ist.

Ergeben sich bei einem anders zusammengesetzten EE-Erzeugungsportfolio (z. B. ausgewogeneres Verhältnis zwischen Wind- und PV-Leistung) sowie bei geeigneter Auswahl eines besser mit dem EE-Dargebot korrelierenden Lastszenarios prinzipiell andere Verhältnisse?

Dies ist quantitativ gesehen der Fall. So korreliert das generell tagsüber entstehende EE-Dargebot aus Photovoltaikanlagen besser mit den Peak-Zeiten des Stromverbrauchs (zwischen 8 und 20 Uhr) als Erzeugung aus Windenergieanlagen an Land. Mit höheren PV-Anteilen sollten sich im hier betrachteten, recht windlastigen „EE-Portfolio Grünes B“ also höhere Systemstromverbrauchsanteile und Systemdeckungsgrade realisieren lassen. Ähnliche Effekte lassen sich auch durch eine geeignete Auswahl passender Verbrauchslastgänge erzielen, vorausgesetzt dass eine entsprechende Wahlmöglichkeit gegeben ist. In beiden Fällen (Auswahl von Erzeugungs- sowie Verbrauchsportfolio) kann hierdurch jedoch lediglich eine prinzipiell quantitative Verschiebung einzelner Ergebnisse erzielt werden. Die aufgezeigten qualitativen Zusammenhänge bleiben aufgrund der unverändert zugrundeliegenden Bilanzierungsmechanismen weiterhin erhalten.

Unterstellt man hingegen, dass Konzepte für eine regionale Grünstromvermarktung eine Anreizwirkung in Hinblick auf die Etablierung eines zweckdienlich zusammengesetzten EE-Erzeugungsportfolios entfalten, können hierdurch auch auf übergeordneten Ebenen positive Effekte im Bereich der regionalen Grünstromvermarktung entstehen (vgl. Seite 46 ff.).

Um allgemeingültigere Aussagen bezüglich der Zusammensetzung von Erzeugungs- und Verbrauchsportfolio einer regionalen Grünstromversorgung treffen zu können, wird die weiterführende Diskussion im folgenden Abschnitt von der Ebene konkreter Einzelfälle entkoppelt. Dazu ist es notwendig, Erzeugung und Verbrauch über das hier zusammengestellte Portfolio hinausgehend zu betrachten. Das nachfolgende Kapitel nimmt den regionalen Kontext auf übergeordneter Ebene in den Blick.

2. Potenziale einer Grünstromvermarktung in Berlin-Brandenburg: Welche Stromlasten können erneuerbare Energien in Berlin-Brandenburg bereits heute decken?

Nachdem im vorigen Abschnitt anhand einer gleichzeitigen Gegenüberstellung tatsächlicher Last- und Erzeugungsdaten die Implementierung eines regionalen Grünstromvermarktungskonzepts für einen konkreten Anwendungsfall diskutiert wurde, wird der Untersuchungsrahmen im Folgenden erweitert. Angestrebt wird damit eine allgemeinere Aussage insbesondere bezüglich der technischen Potenziale einer regionalen Grünstromvermarktung in den Bundesländern Berlin-Brandenburg.

Projektrahmen Berlin-Brandenburg (Betrachtungszeitraum 2017):

- Unterscheidung der vier Teilräume in Berlin-Brandenburg:
 - Berlin,
 - Region „Berlin+50 km“,
 - Brandenburg ohne „Berlin+50 km“
 - Metropolregion Berlin-Brandenburg insgesamt (Landesgrenzen)
- Strommengen aus erneuerbaren Energien in Berlin-Brandenburg: rd.17.400 GWh/a
 - davon rd. 2.900 GWh/a aus Solaranlagen und rd. 11.800 GWh/a aus Windenergieanlagen an Land (sowie 2.800 GWh/a aus sonstigen EE).
- Gesamter Jahresenergieverbrauch Berlin-Brandenburg in Höhe von 37.250 GWh/a
- Stromerzeugung und -verbrauch werden zur gleichen Zeit gegenübergestellt (15-Minutenintervall)

a) Erläuterung des Untersuchungsrahmens und der Datengrundlage

Im Folgenden wird der Projektrahmen „Berlin-Brandenburg“ erläutert. Das zugrunde gelegte Verständnis von Gleichzeitigkeit weicht nicht von dem oben (Seite 12) dargestellten ab. Die in Abschnitt ab Seite 13 dargestellten Begrifflichkeiten werden im Folgenden analog für den erweiterten Projektrahmen Berlin Brandenburg, d. h. die Region bzw. Teilregionen von Berlin-Brandenburg und hier vorhandene EE-Stromerzeuger und Stromlasten insgesamt, verwendet.

Es kann vorweggenommen werden, dass die Ausdehnung des Untersuchungsrahmens insbesondere durch folgendes Spannungsverhältnis geprägt ist: Der Stadtstaat Berlin weist eine vergleichsweise hohe Stromlast und verhältnismäßig geringe EE-Erzeugung auf. Umgekehrt gibt es im Bundesland Brandenburg viel EE-Stromerzeugung und wenig Stromlast.

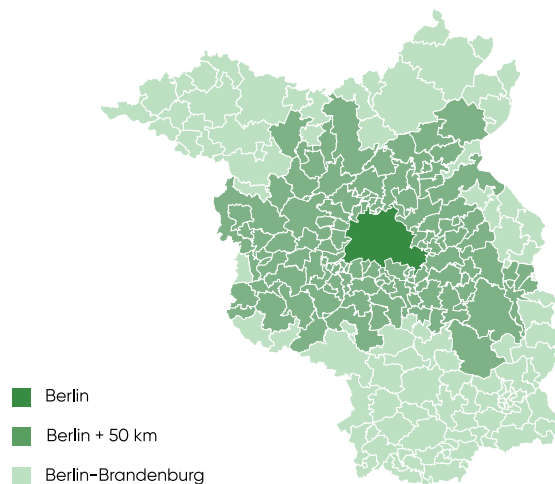


Abbildung 10: Räumliche Gliederung der Metropolregion Berlin-Brandenburg nach PLZ-Gebieten, sowie Region „Berlin+50 km“ entsprechend § 79a EEG 2017.

(1) Projektraum Berlin-Brandenburg

Die hier betrachtete Metropolregion Berlin-Brandenburg, einschließlich der räumlichen Untergliederung in die einzelnen Landkreise, ist in Abbildung 10 dargestellt. In Anlehnung an die Vorschrift des § 79a EEG 2017, die die Regionalität ausgehend vom Postleitzahlengebiet des Letztverbrauchers im 50 km-Radius bestimmt, wird ein räumlicher Teil Brandenburgs für die Betrachtung abgegrenzt. Des Weiteren werden weitere Teilregionen des Projektraums Berlin-Brandenburg untersucht.

Unterschieden wird im Folgenden zwischen den (Teil-)Regionen:

- Berlin,
- Region „Berlin+50 km“, d. h. der Raum im 50 km-Radius um das Stadtgebiet Berlins,
- Brandenburg ohne „Berlin+50 km“, d. h. der verbleibende Anteil Brandenburgs,
- Metropolregion Berlin-Brandenburg insgesamt.

(2) EE-Stromerzeugung im Raum Berlin-Brandenburg

In diesem Abschnitt wird die insgesamt vorhandene EE-Erzeugung in Berlin-Brandenburg aus dem Jahr 2017 betrachtet: Erfasst sind Photovoltaikanlagen, Windenergieanlagen an Land sowie weitere erneuerbare Energien (Biomasse, Wasserkraft, sonstige Erneuerbare wie Klär- und Grubengas). Zur Ermittlung von viertelstündlichen Lastgängen der EE-Erzeugungsanlagen innerhalb der verschiedenen räumlichen Untersuchungsebenen, wurden die nachfolgend kurz dargestellten Datenquellen herangezogen:

- EE-Erzeugung (Jahressumme und 1/4h-Einspeiseprofil), Regelzone 50Hertz: Realisierte Erzeugung, Datenquelle: ENTSO-E ¹⁰
- EE-Erzeugung (Jahressumme und 1/4h-Einspeiseprofil), Anlagen im Umland von Berlin: innerhalb des Projektkonsortiums zur Verfügung gestellte Einspeiseprofile
- EE-Erzeugung (installierte Leistungen), Landesebene: Veröffentlichung des Portals „Föderal Erneuerbar“ der Agentur für erneuerbare Energien¹¹
- EE-Erzeugung (installierte Leistungen), Landkreisebene: Veröffentlichung der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete (umfasst am Verteilernetz angeschlossene Anlagen, entsprechende Skalierung zur Berücksichtigung der am Transportnetz angeschlossenen Anlagen), Datenquelle: Marktstammdatenregister Stand 10/2017¹²
- EE-Erzeugung (Jahressumme und 1/4h-Einspeiseprofile) Berlin und Brandenburg, Landkreisebene: Skalierung synthetisch erzeugter Einspeiseprofile (abgeleitet aus den Einspeiseprofilen der Regelzone 50Hertz sowie den Einspeiseprofilen von Anlagen im Umland von Berlin), entsprechend der auf Landkreisebene installierten Leistungen im Verhältnis zur installierten Leistung in der Regelzone 50Hertz.

¹⁰ Stromerzeugung – realisierte Stromerzeugung in der Regelzone 50 Hertz, Bundesnetzagentur, https://smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726, abgerufen am 29.05.2018.

¹¹ Installierte Leistung Windenergie onshore, Photovoltaik, Biogas, Biomasse, Wasserkraft, Agentur für Erneuerbare Energien, <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/>, abgerufen am 29.05.2018.

¹² Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten, Bundesnetzagentur, 18.12.2017.

Vorteilhaft an dieser Erweiterung auf die Gesamtheit der EE-Anlagen im Betrachtungsraum Berlin-Brandenburg ist, dass der Effekt einer mehr oder minder geschickten Zusammenstellung (Rosinenpicken) von EE-Erzeugern und Stromlasten ausgeklammert werden kann.

(3) Stromverbrauch im Raum Berlin-Brandenburg

Analog zur Stromerzeugung wurden zur Erhebung des gesamten Potenzials im Raum Berlin-Brandenburg die insgesamt vorhandenen Stromverbräuche in dieser Region im Jahr 2017 zugrunde gelegt. Zur Ermittlung von Lastprofilen der Stromverbraucher wurden folgende Datenquellen herangezogen:

- Stromlast (Jahressumme und 1/4h-Verbrauchsprofil) Berlin: Veröffentlichung nach Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) des Verteilnetzbetreibers in Berlin, Stromnetz Berlin¹³
- Stromlast (Jahressumme) Brandenburg: Veröffentlichung des Portals „Föderal Erneuerbar“ der Agentur für erneuerbare Energien¹⁴
- Stromlast (Jahressumme und 1/4h-Verbrauchsprofil), Regelzone 50Hertz: Realisierter Stromverbrauch, Datenquelle: ENTSO-E¹⁵
- Stromlast (Jahreshöchstlast), Brandenburg, Landkreisebene: Veröffentlichung der BNetzA zur Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete, Datenquelle: Marktstammdatenregister Stand 10/2017¹⁶
- Stromlast (Jahressumme und 1/4h-Verbrauchsprofile) Brandenburg, Landkreisebene: Skalierung eines synthetisch erzeugten Lastprofils (erzeugt aus dem Verbrauchsprofil der Regelzone 50Hertz sowie dem Verbrauchsprofil der Stadt Berlin), entsprechend des Jahresstromverbrauchs Brandenburgs, verteilt auf die einzelnen Landkreise im Verhältnis der jeweiligen Jahreshöchstlast

b) Kernergebnisse der Potenzialberechnungen

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse für den Projektraum Berlin-Brandenburg dargestellt. In diesem Rahmen wird auch eine Analyse der Transportnetsituation in Berlin-Brandenburg vorgenommen, die mögliche Engpasssituation im vorhandenen Netz identifizieren soll.

(1) EE-Stromerzeugung und Stromverbrauch in der Region Berlin-Brandenburg

In Abbildung 11 sind die Mengengerüste von EE-Stromerzeugung sowie Stromverbrauch in verschiedenen (Teil-)Regionen von Berlin-Brandenburg dargestellt. Dabei sind einerseits die installierten Leistungen sowie die Jahreshöchstlast und andererseits die im Jahresverlauf insgesamt erzeugten bzw. verbrauchten Strommengen dargestellt (alle Werte für 2017).

Die Ergebnisse sind differenziert für die nachfolgend im Untersuchungsrahmen einleitend beschriebenen (Teil-)Regionen ausgewiesen:

- Berlin,
- Region „Berlin+50 km“, d. h. der Raum im 50 km-Radius um das Stadtgebiet Berlins,
- Brandenburg ohne „Berlin+50 km“, d. h. der verbleibende Anteil Brandenburgs,
- Metropolregion Berlin-Brandenburg insgesamt

13 Zeitlicher Verlauf der Last im Verteilungsnetz 2017, Stromnetz Berlin, www.stromnetz.berlin/de/stromnzv.htm, abgerufen am 29.05.2018.

14 Bruttostromverbrauch in Brandenburg, Agentur für Erneuerbare Energien, <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BB/kategorie/strom/auswahl/739-bruttostromverbrauch>, abgerufen am 29.05.2018.

15 Stromverbrauch – realisierter Stromverbrauch in der Regelzone 50 Hertz, Bundesnetzagentur, https://smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726, abgerufen am 29.05.2018.

16 Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten, Bundesnetzagentur, 18.12.2017.

Auf einen Blick

Im Projektraum Berlin-Brandenburg existieren bereits große Potenziale für eine gleichzeitige regionale Grünstromvermarktung

- Bei einer Betrachtung, die das räumliche Verständnis der Region recht weit fasst, kann die innerhalb von Berlin und Brandenburg erzeugte EE-Strommenge regional verbraucht werden (bezogen auf das Jahr 2017)
 - Berlin und die Region im Umkreis der Stadt (50 km) bilden eine Lastsenke und sind für den wesentlichen Stromverbrauch in der gesamten Region verantwortlich.
 - Ein überwiegender Anteil der EE-Erzeugung in Brandenburg findet in von Berlin räumlich weiter entfernten Gebieten statt.
 - Im Raum Berlin-Brandenburg macht ein weit gefasstes Verständnis der Regionalität Sinn.

Kommt es für den Begriff der Regionalität auf die Synchronisation von Erzeugung und Last an, kann der geographische Zuschnitt der Region variieren. Eine Definition, die auf eine statisch festgelegte geographische Ausdehnung abstellt, erscheint nicht zielführend.

- Ein EE-Anlagenzubau in der gesamten Region ist sinnvoll, um einen größeren Anteil der hohen Stromlasten regenerativ versorgen zu können.
 - Insbesondere im Ballungsraum Berlin und den umliegenden Gebieten ist die installierte EE-Anlagenleistung im Vergleich zur Last bisher sehr gering.
- Die aktuelle Netsituation impliziert keinen gravierenden Ertrüchtigungsbedarf des Stromübertragungsnetzes innerhalb der Region Berlin-Brandenburg, es gibt jedoch erheblichen Ausbaubedarf des umliegenden Übertragungsnetzes.
 - Mit dem weiteren EE-Zubau in der Region werden bilanzielle EE-Überschüsse entstehen, die bei unzureichendem Netzausbau nicht in andere Regionen abgeleitet werden können.
- Netzdienliche regionale Grünstromvermarktungskonzepte sollten so ausgestaltet werden, dass sie diese Überschüsse bewirtschaften und einer geeigneten Nutzung zuführen können.

	Install. Leistung	Install. Leistung	Install. Leistung	Install. Leistung	Strombedarf
	Wind	Photovoltaik	sonstige EE	EE gesamt	Höchstlast
	MW	MW	MW	MW	MW
Berlin-Brandenburg	6.788	3.476	508	10.772	6.093
Brandenburg ohne "Berlin+50 km"	3.987	1.973	213	6.173	1.663
"Berlin+50 km"	2.801	1.503	295	4.599	4.438
Berlin	12	97	45	154	2.287

	Erzeugung	Erzeugung	Erzeugung	Erzeugung	Verbrauch
	Wind	Photovoltaik	sonstige EE	EE gesamt	Strombedarf
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
Berlin-Brandenburg	11.771	2.949	2.700	17.420	37.252
Brandenburg ohne "Berlin+50 km"	6.913	1.674	1.133	9.720	10.218
"Berlin+50 km"	4.858	1.275	1.567	7.700	27.034
Berlin	21	82	241	344	13.524

Abbildung 11: Installierte Leistung sowie Jahresproduktion der vorhandenen EE-Anlagen sowie Höchstlast und Jahresverbrauch der Stromlasten in verschiedenen Regionen von Berlin-Brandenburg, Werte für 2017.

In Bezug auf die EE-Anlagenkapazitäten und EE-Strommengen zeigt sich, dass der überwiegende Anteil der EE-Erzeugung im Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ stattfindet (9.720 GWh/a von insgesamt 17.420 GWh/a, dies entspricht knapp 56 %). In Berlin selbst findet mit 344 GWh/a in sehr eingeschränktem Maße Stromerzeugung aus EE-Anlagen statt (siehe hierzu auch Seite 9 ff.). Die Stromerzeugung entspricht einem Anteil von etwa 2 % der gesamten EE-Erzeugung in Berlin-Brandenburg.

Auf der Stromverbrauchsseite zeigen sich umgekehrte Verhältnisse. Während die Stadt Berlin mit 13.524 GWh/a einen Verbrauchsanteil von gut 36 % der gesamten Stromlast von 37.252 GWh/a stellt – sowie der Raum „Berlin+50 km“ mit 27.034 GWh/a einen Anteil von knapp 73 % – nimmt der Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ mit 10.218 GWh/a einen verhältnismäßig geringen Verbrauchsanteil von gut 27 % der Gesamtlast ein. Die Stadt Berlin und ihr nahes Umland, in der auch die Landeshauptstadt Potsdam liegt, verbrauchen somit zu einem wesentlichen Anteil den in der gesamten Region Berlin-Brandenburg erzeugten EE-Strom.

(2) Gleichzeitigkeit von regionaler EE-Erzeugung und regionalem Strombedarf

In der nachfolgenden Betrachtung wird untersucht, welche konkreten Mengenverhältnisse sich hinsichtlich regionalem Systemstromverbrauch und -überschuss, Zusatzstrombezug sowie Residuallast ergeben, wenn die Gleichzeitigkeit von EE-Erzeugung und Strombedarf auf Basis der ermittelten, viertelstündlichen Lastgänge auf regionaler Ebene berücksichtigt wird. Die Ergebnisse sind in Abbildung 12 dargestellt, wobei die sich im Jahresverlauf jeweils kumulativ ergebenden Energiemengen (elektrische Arbeit in GWh/a) ausgewiesen sind.

Ein besonders hoher Systemstromverbrauch kann bei Betrachtung der gesamten Region Berlin-Brandenburg festgestellt werden: von den insgesamt in Berlin-Brandenburg erzeugten rd. 17.400 GWh/a EE-Stroms können in Berlin-Brandenburg knapp 17.100 GWh/a zeitgleich verbraucht werden. Die Systemüberschussstrommengen sind hier verhältnismäßig klein (334 von 17.420 GWh/a, knapp 2 % entsprechend).

Betrachtet man lediglich die äußeren Gebiete Brandenburgs (Brandenburg ohne „Berlin+50 km“), entstehen beträchtliche Systemüberschussstrommengen, die in dieser Region nicht gleichzeitig verbraucht werden können. Dagegen wird in Berlin sowie im Raum „Berlin+50 km“ die jeweils gesamte erneuerbar erzeugte Strommenge zeitgleich verbraucht. Die regionalen Stromverbräuche sind hier so groß, dass darüber hinaus hohe Zusatzstrombezüge notwendig sind.

Dies implizieren auch die regionalen Residuallasten der betrachteten Regionen, die ebenfalls der Abbildung 12 entnommen werden können. Mit Ausnahme von der Region Brandenburg ohne „Berlin+50 km“, hat die regionale Residuallast¹⁷ jeweils ein hohes Niveau. Das bedeutet, dass in der Jahresbilanz sowohl in Berlin als auch in Berlin-Brandenburg insgesamt sehr große Strommengen noch nicht durch regionalen erneuerbaren Strom bereitgestellt werden können. Dies liegt im Wesentlichen an der im Vergleich zur Stromlast noch zu geringen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

¹⁷ Die Residuallast (R) zu einem bestimmten Zeitpunkt berechnet sich aus der von allen Verbrauchern in Summe nachgefragten momentanen Leistung (N) und den zu einem Zeitpunkt unbeeinflussbar vorhandenen Anteil an angebotener Leistung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (F_{EE}): $R = N - F_{EE}$.

	Regionale Erzeugung EE GWh/a	Regionaler Systemstromverbrauch GWh/a	Regionaler Überschuss EE GWh/a
Berlin-Brandenburg	17.420	17.086	334
Brandenburg ohne "Berlin+50 km"	9.720	7.392	2.328
"Berlin+50 km"	7.700	7.700	0
Berlin	344	344	0

	Regionaler Strombedarf GWh/a	Regionaler Zusatzstrombezug GWh/a	Regionale Residuallast GWh/a
Berlin-Brandenburg	37.252	20.351	20.016
Brandenburg ohne "Berlin+50 km"	10.218	2.826	498
"Berlin+50 km"	27.034	19.334	19.334
Berlin	13.524	13.181	13.181

Abbildung 12: Systemstromerzeugung/-verbrauch und -überschuss gegenüber Strombedarf, Zusatzstrombezug sowie Residuallast verschiedener (Teil-)Regionen Berlin-Brandenburgs, Werte für 2017.

Im Gegensatz dazu hat der Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ die Stromwende im Jahressaldo betrachtet „quasi schon geschafft“, angesichts eines Strombedarfs von 10.218 GWh/a und einer EE-Erzeugung von 9.729 GWh/a (was einem EE-Verhältnis von über 95 % entspricht). Dies sollte dennoch immer in den Kontext mit den zugleich auftretenden regionalen Überschüssen (2.328 GWh/a, 24 % der EE-Stromerzeugung) sowie des zugleich vorhandenen Zusatzstrombedarfs gestellt werden (2.826 GWh/a, 28 % des Strombedarfs). Der Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ erreicht damit bilanziell einen regionalen Systemstromverbrauchsanteil von 76 % sowie einen Systemdeckungsgrad von 72 %, was ein beachtliches Ergebnis darstellt.

Um ergänzend zu den oben aufgeführten Ergebnissen auf aggregierter Jahresebene eine indikative Einordnung der zeitlichen Verteilung von bilanziellen regionalen erneuerbaren Überschüssen und Defiziten zu ermöglichen, sind in Abbildung 14 geordnete Jahresdauerlinien (JDL) der Residuallast der betrachteten (Teil-)Regionen Berlin-Brandenburgs dargestellt. Positive Werte der Residuallast entsprechen einem Zusatzstrombezug, negative Werte einem Überschuss.

Anhand eines Abgleichs der Residuallasten Berlins (EE-Verhältnis von 2,5 %) sowie des Raums Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ (EE-Verhältnis von 95 %) lässt sich erkennen, welchen qualitativen Einfluss hohe EE-Verhältnisse auf den Verlauf der Residuallast haben: In Berlin unterschreitet die Residuallast mit maximal 2.256 MW und minimal 830 MW niemals ein Niveau von 37 % des Jahreshöchstwertes. Zum Vergleich: Im Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ wird dieses relative Niveau in 71 % der Stunden des Jahres unterschritten. Während 40 % des Jahres ist die Residuallast negativ, d. h. es bestehen bilanzielle EE-Überschüsse.

Das in Berlin sehr niedrige und Brandenburg sehr hohe EE-Verhältnis, also die Relation zwischen EE-Erzeugung und Last, bieten ein gutes Ergänzungspotenzial dieser beiden Länder. Während in Berlin bisher eine sehr geringe EE-Erzeugung, zugleich aber eine hohe Stromlast besteht, existieren in Brandenburg (insbesondere im Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“) zahlreiche Stunden, in denen der hier erzeugte erneuerbare Strom nicht unmittelbar genutzt werden kann. Für eine gleichzeitige regionale Grünstromvermarktung innerhalb der Region Berlin-Brandenburg kann dieser Tatbestand von Vorteil sein. Teilregionen mit hohem Verbrauch können sich gut mit denen hoher EE-Erzeugung ergänzen, so dass insgesamt hohe EE-Verhältnisse und geringe Stromflüsse, die über das Übertragungsnetz in andere Regionen transportiert werden müssen, erreicht werden können.

(3) Überblick zur Netzsituation im Übertragungsnetz im Raum Berlin-Brandenburg

Es sei angemerkt, dass den als regional überschüssige EE-Strommengen bezeichneten Strommengen das bilanzielle Begriffsverständnis für Systemüberschussstrom zugrunde liegt. Unabhängig davon können aus Netzsicht physische Überschussstrommengen auftreten, die nicht in das Stromnetz integrierbar sind. Dies kann einerseits der Fall sein, wenn ein bilanzieller Überschuss nicht durch das Transportnetz einer anderen Verbrauchsregion zugeleitet werden kann.

Andererseits können netzseitig nicht integrierbare Überschüsse auch schon vor dem Eintreten bilanzieller Überschüsse auftreten falls der Systemstromverbrauch aufgrund von Netzrestriktionen nicht möglich ist, beispielsweise wenn:

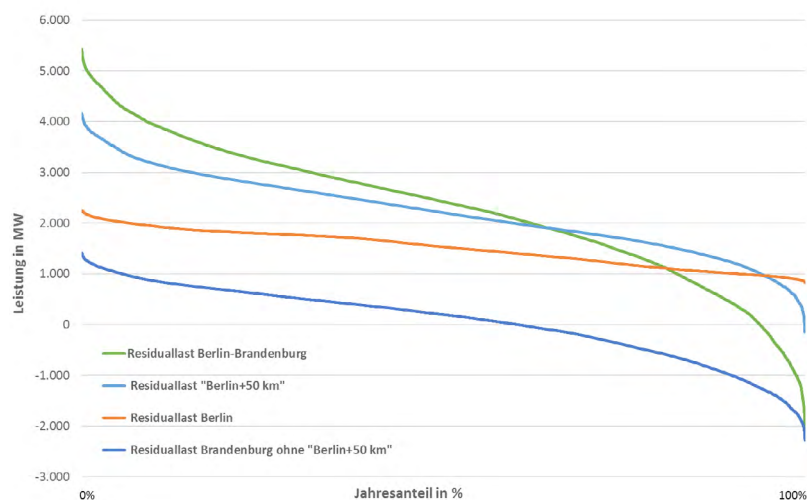


Abbildung 14: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast verschiedener (Teil-)Regionen in Berlin-Brandenburg, Werte für 2017.

- innerhalb der betrachteten Region Netzengpässe auftreten (Kapazitäts- & Verfügbarkeitsprobleme von Anschlussstellen, Leitungselementen, Umspannwerken etc. in den betroffenen Übertragungs- und Verteilernetzen).
- innerhalb der betrachteten Region andere Erzeugungskapazitäten aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen betrieben werden, z. B.:
- kleinere Erzeugungsanlagen (<50 MW), die nicht im Redispatch adressiert werden können und sofern diese auch zu Zeiten hoher EE-Einspeisung aus technischen (mangels leittechnischer Einbindung oder aufgrund einer nicht gegebenen Kurzfrist-Bewirtschaftungsmöglichkeit) und/oder wirtschaftlichen Gründen (z. B. KWK, Eigenversorgung) weiterbetrieben werden.
- konventionelle Erzeugungsanlagen, die Systemdienstleistungen erbringen müssen.
- Teile des Netzes innerhalb der betrachteten Region zwingend zur Durchleitung von „externen Stromflüssen“ (sogenannte Transitflüsse) herangezogen werden müssen.

Die beiden letztgenannten Punkte sind nur von Relevanz, soweit sie für das tatsächliche Eintreten von Netzengpässen (mit-)ursächlich sind.

Sofern in einem Konzept der regionalen Grünstromversorgung auf den Aspekt der netzdienlichen Integration von EE-Erzeugung abgestellt werden soll, spielt die konkret vorliegende Stromnetz-situation in der betrachteten Region eine ausschlaggebende Rolle. Dementsprechend soll nachfolgend für die Metropolregion Berlin-Brandenburg eine Kurzbetrachtung der Situation im Übertragungsnetz erfolgen.

Zur Veranschaulichung der gegenwärtigen Situation des Übertragungsnetzes sind auf der linken Seite der Abbildung 13 die Netzelemente farblich hervorgehoben, die in 2017 am häufigsten von Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betroffen waren. Es ist zu erkennen, dass innerhalb der Region Berlin-Brandenburg keine solchen Netzelemente dargestellt sind. Brandenburg ist das am stärksten von Kraftwerksreduzierungen im Redispatch betroffene Bundesland (> 2.000 GWh/a). Die den Redispatch auslösenden Netzelemente sind jedoch außerhalb der Region zu finden, denn sie liegen im Wesentlichen in der aktuell überregional unzureichenden Transportkapazität in Nord-Süd-Richtung begründet.¹⁸

Der Umfang von EinsMan ist ein gutes quantitatives Maß für die konkrete Größenordnung von aus Netz-sicht überschüssigen EE-Strommengen. Bei der Betrachtung des Umfangs von Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) nach §§ 14, 15 EEG 2017 ergibt sich für Brandenburg im Jahr 2017 ein Gesamtumfang der Ausfallarbeit in Höhe von 423,3 GWh, was knapp 8 % der bundesweiten EinsMan-Ausfallarbeit von 5.518 GWh entspricht. Dabei war Brandenburg in 2017 hinter Schleswig-Holstein und Niedersachsen das am drittstärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffene Bundesland. Berlin ist nicht von EinsMan-Maßnahmen

¹⁸ Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Q4/2017, BNetzA, Juni 2018; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html?sessionId=DD3E4F84F7638AF422E82948F64651B8#doc266942bodyText1; zuletzt aufgerufen am 09.08.2018.

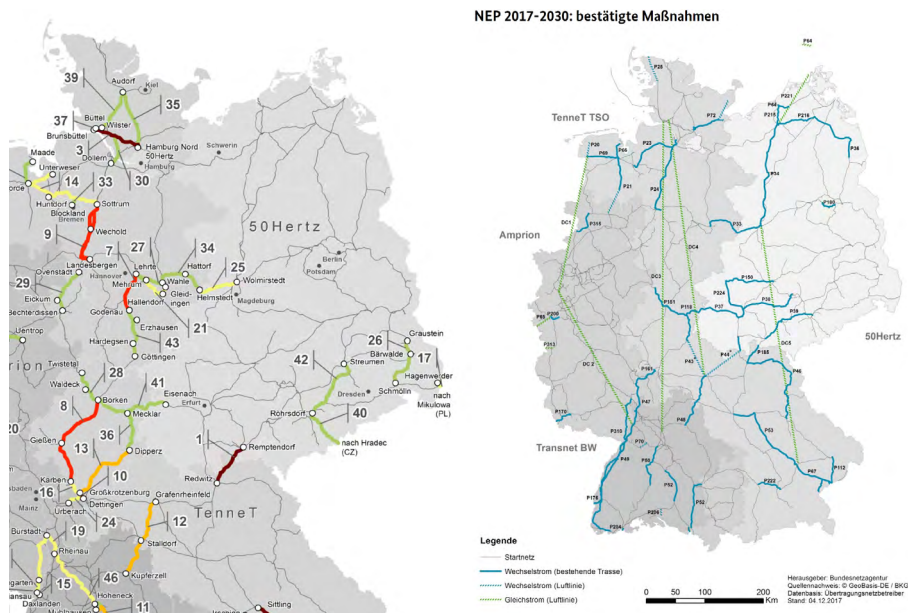


Abbildung 13: Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen der am stärksten betroffenen Netzelemente im Gesamtjahr 2017 (linke Seite); Bestätigte Maßnahmen des NEP 2017-2030 (rechte Seite).

Quellen: Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Q4 2017, BNetzA, Juni 2018 (linke Seite); Bedarfsermittlung 2017-2030, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030, BNetzA, Dezember 2017 (rechte Seite).

betroffen.¹⁹ Im Zusammenhang mit den in Abbildung 12 aufgeführten Ergebnissen lassen sich folgende Aussagen ableiten: In Relation zum Umfang der EE-Erzeugung von 17.420 GWh in 2017, treten mit EinsMan-Maßnahmen im Umfang von 423,3 GWh (2,4 % der EE-Erzeugung) in Berlin-Brandenburg aktuell verhältnismäßig geringe zur Abregelung von EE-Erzeugung führende Integrationsprobleme auf. Der bilanzielle regionale Überschuss auf der Ebene von Berlin-Brandenburg in Höhe von 334 GWh liegt in ähnlicher Größenordnung wie der Umfang von EinsMan-Maßnahmen (423 GWh) in derselben Region. Aus dieser Koinzidenz lässt sich zwar keine Kausalität herleiten, angesichts der im Übertragungsnetz auf überregionaler Ebene doch recht angespannten Netzsituation (Nord-Süd-Transit) sei dennoch die These in den Raum gestellt, dass im Übertragungsnetz um Brandenburg in Zeiten hohen EE-Dargebots keine übermäßig großen Netzkapazitäten zur Aufnahme von Strom aus Brandenburg zu erwarten sind. Insbesondere im Raum Brandenburg ohne „Berlin+50 km“ treten erhebliche bilanzielle EE-Stromüberschüsse in Höhe von 2.328 GWh/a auf. Diese bilanziellen Überschüsse können angesichts des insgesamt geringen EinsMan-Umfangs offenbar innerhalb der Region Berlin-Brandenburg weitestgehend ins Netz integriert werden. Im Kern dürfte ein Verbrauch im Ballungszentrum in und um Berlin stattfinden, in dem hohe Stromlasten und insbesondere keine bilanziellen EE-Überschüsse vorliegen.

Die rechte Seite der Abbildung 13 zeigt die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2017 bis 2030 und spiegelt damit künftig geplante Erweiterungsprojekte des Übertragungsnetzes wieder.²⁰ Neben der Maßnahme P180, der „Kabeldiagonale Berlin“, einer Erneuerungs- bzw. Erweiterungsmaßnahme einer bestehenden Kabelverbindung (angestrebte Gesamteinbetriebnahme 2030), wurden die Transitleitungen P34 und P36 aus Mecklenburg-Vorpommern (jeweils 380 kV-Leitungsneubau im bestehendem 220 kV-Trassenraum mit angestrebter Gesamteinbetriebnahme in 2021) im NEP bestätigt. Insbesondere die beiden Transitleitungen P34 und P36 sind vor dem Hintergrund einer Erweiterung der überregionalen „Übertragungskapazität für die Hauptflussrichtung von Nordosten/Osten nach Südwesten/ Westen (aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung der TenneT-Regelzone)“²¹ zu sehen.

Folglich lässt sich mittelfristig kein gravierender Ertüchtigungsbedarf des Übertragungsnetzes für den Stromtransport innerhalb der Region Berlin-Brandenburg erkennen. In Bezug auf die Ableitung von in der Region Berlin-Brandenburg auftretenden bilanziellen EE-Überschüssen nach außen ist aber ein gravierender Ausbaubedarf des umliegenden Transportnetzes gegeben.

¹⁹ Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Q4 2017, BNetzA, Juni 2018.

²⁰ Bedarfsermittlung 2017-2030, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030, BNetzA, Dezember 2017.

²¹ Ebenda, S. 119, 125.

Für die Entwicklung von regionalen Grünstromvermarktungskonzepten, die auf Netzdienlichkeit abzielen, lässt sich für die Region Berlin-Brandenburg zusammenfassend feststellen:

- Eine Differenzierung der Region Berlin-Brandenburg in einzelne Teilregionen erscheint aus Sicht des Übertragungsnetzes nicht erforderlich, da mittelfristig keine internen Netzengpässe absehbar sind. Damit erscheint hier ein räumlich weit gefasstes Verständnis von Regionalität sinnvoll, um die erheblichen Ausgleichspotentiale innerhalb der Region ausnutzen zu können.
- Es ist absehbar, dass mit dem weiteren Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen in Berlin-Brandenburg vermehrt bilanzielle EE-Überschüsse auftreten werden. Angesichts des erheblichen Ausbaubedarfs im umliegenden Transportnetz bestehen Risiken, dass diese bilanziellen Überschüsse bei unzureichender Geschwindigkeit des Netzausbaus nicht in umliegende Regionen abgeleitet werden können, also nicht netzintegrierbare Überschüsse entstehen.
- Netzdienliche regionale Grünstromvermarktungskonzepte sollten so ausgestaltet werden, dass sie diese Überschüsse bewirtschaften und einer geeigneten Nutzung zuführen können.

3. Abgeleitete Handlungsempfehlungen: Wie können regionale Potenziale im Bereich der gleichzeitigen Grünstromvermarktung genutzt werden?

Im Kern der Betrachtung von Konzepten der regionalen Grünstromvermarktung steht der Regionalitätsbegriff, der auch hier in unterschiedlicher Form diskutiert wurde. Regionalität ist im Energiewirtschaftsrecht und im Allgemeinen kein klar definierter bzw. umgrenzter Begriff. Allein die Vorschrift zu Regionalnachweisen determiniert die räumliche Ausdehnung einer Region, aus der Strom geliefert werden kann, der als „regional“ kennzeichnungsfähig ist, § 79a EEG 2017.

Fraglich ist vor diesem Hintergrund, mit welchem vorteilhaften Begriffsverständnis der im Grünstromprodukt verwendete Regionalitätsbegriff versehen werden kann. Es sind grundsätzlich zwei Herangehensweisen denkbar: eine privatautonom bestimmte oder eine regulierte Regionalität. Je nachdem, welche Funktion an den zu bestimmenden Regionalitätsbegriff geknüpft werden soll, ist eine gesetzliche Grundlage hilfreich oder notwendig.

Dient der Regionalitätsbegriff einer Vermarktungs- oder Informationsfunktion, die mit der schlichten Äußerung/Kommunikation erfüllt werden kann, ist eine dahingehend privatautonome Produktgestaltung denkbar. Sie sollte sich insbesondere mit den Produktkennzeichnungsmechanismen für Strom nach § 42 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)²² und allgemein dem Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG) vereinbaren lassen. Würde die Informationsfunktion darüber hinaus im Energiewirtschaftsrecht implementiert, würde sie dadurch, dass die Funktion mit hoheitlicher Autorität hinterlegt wird, an Zuverlässigkeit gewinnen.

Wird eine darüberhinausgehende Funktion im Rahmen der Grünstromvermarktungsform angestrebt, die einerseits Auswirkungen auf regulierte Materie und andererseits auf die Wirtschaftlichkeitsbewertung des Grünstromvermarktungskonzepts hat, dürfte die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage angezeigt sein.

Auf einen Blick

Folgende Zielebenen wurden für das innovative Grünstromvermarktungskonzept identifiziert, die über den Regionalitätsbegriff integriert werden könnten:

- Die regionale Grünstromvermarktung vor der Börse kann (Kosten-)Effizienzpotenziale bergen.
 - Bedarf für die Inanspruchnahme von Dienstleistungen Dritter könnte reduziert werden, bspw. durch portfoliointerne Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch oder Verzicht auf die Einschaltung eines Direktvermarkters
- Die regionale Grünstromvermarktung kann ein Sicherungsmechanismus für das Erreichen der EE-Ausbauziele sein. Schaffung von Mehrerlöschancen sowohl für bestehende, als auch für neue EE-Anlagen (insb. Windenergieanlagen an Land) sind denkbar, durch
 - Ansprache ideeller Motive bei Verbrauchern (§ 13 BGB) als Letztverbrauchern (eher nicht relevant bei Berliner Letztverbrauchern)
 - Langfristige Lieferbeziehungen zwischen Unternehmern, die künftige Strompreisschwankungen auffangen.
 - Besondere dekarbonisierende Qualität des Stroms aus Perspektive von Letztverbrauchern, die den Strom zur „Weiterverarbeitung“ (in PtX-Anwendungen) beziehen. (bei Netzstrombezug aktuell grds. rechtl. nicht umsetzbar.)
- Die regionale Grünstromvermarktung kann (nach Anpassung des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens) die netzdienliche EE-Integration in stromnetzbedingten Engpassituationen ermöglichen. Netzengpässe weisen per se einen regionalen Bezug auf, deren Bewirtschaftung regionalen Grünstromvermarktern ein „natürliches“ Geschäftsmodell eröffnen würde. Diese Bewirtschaftung steht nicht in Konkurrenz zum bestehenden energy-only Markt mit einer einzelnen Preiszone, sondern soll eine Allokation netzdienlicher Flexibilitäten zur Beseitigung derjenigen Engpassituationen ermöglichen, die im regulären Strommarkt nicht adressiert werden können.
- Die regionale Grünstromvermarktung könnte (nach Anpassung des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens) die dekarbonisierende Eigenschaft des EE-Stroms über das Netz der allgemeinen Versorgung in andere Sektoren transportieren.

²² Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S.

1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.

Die folgende Darstellung in widmet sich nicht der Frage nach der Vereinbarkeit mit etwaigen konfligierenden Vorschriften. Auch rechtliche Ausgestaltungsoptionen werden nicht untersucht. Es wird dagegen die Frage diskutiert, welche Zielebenen bei der Begriffsbestimmung Berücksichtigung finden könnten.

a) Zielebenen von Geschäftsmodellen zur regionalen Grünstromvermarktung

Nachfolgend sollen – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – mögliche Zielebenen von Geschäftsmodellen der regionalen gleichzeitigen Grünstromvermarktung skizziert und im Kontext der Ergebnisse dieser Studie, auch im Hinblick auf die Einbettung in den bestehenden regulatorischen Rahmen des Energiewirtschaftsrechts, diskutiert werden.

(1) Regionale direkte Grünstromvermarktung als (kosten-)effiziente Vermarktungsform

Bei der regionalen direkten - gemeint ist hier eine vorbörsliche Grünstromvermarktung - handelt es sich um ein Geschäftsmodell, das vereinzelt bereits in Deutschland praktiziert bzw. derzeit erprobt wird.

Im Kern bezieht der Vermarkter dabei den EE-Strom von einem bestimmten EE-Anlagenbetreiber und beliefert damit seine Letztverbraucher in der Region der EE-Erzeugungsanlage. Um die Synchronisation oder Gleichzeitigkeit der (prognostizierten) Erzeugung und des Verbrauchs sicherzustellen, erfolgt die Vermarktung oder Erfüllung der vertraglichen Lieferpflicht auf Grundlage von Bilanzkreisen. Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise erfolgt nach Fahrplänen²⁵, die grundsätzlich viertelstundenscharf die Einspeisungen von Strom in sowie die Entnahmen von Strom aus dem Bilanzkreis bilanzieren. Der Fahrplan innerhalb einer Regelzone und regelzonenübergreifende Fahrpläne können bei Prognoseungenauigkeiten mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens 15 Minuten zu jeder Viertelstunde eines Tages angepasst werden. Ist der Bilanzkreis (z. B. infolge von sich realisierenden Wetterprognoserisiken) über- oder unterdeckt, müssen Strommengen (Ausgleichsenergie) ein- oder verkauft werden. Im Ergebnis muss die Bewirtschaftung so erfolgen, dass der Bilanzkreis ausgeglichen ist. D. h., dass im Saldo keine Überschüsse oder Defizite auftreten dürfen.

Gegenwärtig wird EE-Strom überwiegend gefördert direktvermarktet (siehe Seite 59 ff.). Die Vermarktungsform setzt, wie eigentlich jede Vermarktung von Strom, ebenfalls die Abwicklung über Bilanzkreise voraus. Im Unterschied zum im vorangegangenen Absatz skizzierten Vermarktungskonzept, überlassen die EE-Anlagenbetreiber häufig den Direktvermarktern die Befugnis zur Vermarktung und die Aufgabe zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Die Direktvermarkter veräußern die Strommengen regelmäßig an der Börse. Die Bilanzkreise werden in diesem Fall typischerweise durch den Vertrieb der Direktvermarkter glattgestellt (Verkauf an den Strombörsen des Day-Ahead- und Intraday-Handels), nicht durch Lieferungen an Letztverbraucher.

Weder die geförderte noch die sonstige Direktvermarktung im EEG setzen eine ausschließliche Vermarktung des förderfähigen EE-Stroms an einer Strombörse durch Direktvermarkter voraus. Damit kann die hier behandelte regionale direkte Grünstromvermarktung innerhalb des bestehenden normativen Rahmens bereits umgesetzt werden.

Vor dem Hintergrund der im Rahmen der Energiewende stattfindenden Transformation des Energiesystems ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen der direkten regionalen Grünstromvermarktung insbesondere aus folgenden Gründen begrüßenswert:

²⁵ § 5 Stromnetzzugangsverordnung: Grundsätze der Fahrplanabwicklung und untertäglicher Handel

(1) Die Abwicklung von Lieferungen elektrischer Energie zwischen Bilanzkreisen erfolgt auf Grundlage von Fahrplänen. Betreiber von Übertragungsnetzen sind berechtigt, Bilanzkreisverantwortliche dazu zu verpflichten, ihnen Fahrpläne gemäß den nach § 27 Abs. 1 Nr. 16 von der Regulierungsbehörde festgelegten Regelungen mitzuteilen. Fahrpläne für den Zeitraum des folgenden Tages bis zum nächsten Werktag sind den Betreibern von Übertragungsnetzen bis spätestens 14.30 Uhr mitzuteilen, sofern die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht die Mitteilung zu einem späteren Zeitpunkt zugelassen haben oder die Regulierungsbehörde nach § 27 Abs. 1 Nr. 16 eine abweichende Regelung getroffen hat. Rechtzeitig im Sinne der Absätze 2 bis 4 dem Betreiber von Übertragungsnetzen mitgeteilte Fahrpläne und Fahrplanänderungen sind von diesem der Bilanzierung des jeweiligen Bilanzkreises und der Regelzone zu Grunde zu legen, es sei denn, Netzengpässe wurden nach § 15 Abs. 4 veröffentlicht und begründet. Die Fahrpläne müssen vollständig sein, eine ausgeglichene Bilanz des Bilanzkreises und damit eine ausgeglichene Bilanz der jeweiligen Regelzone ermöglichen.

(2) Fahrpläne innerhalb einer Regelzone und regelzonenübergreifende Fahrpläne können mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens einer Viertelstunde zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden, soweit die Bundesnetzagentur nicht kürzere Vorlaufzeiten durch Festlegung nach § 27 Absatz 1 Nummer 16 bestimmt hat. Der Betreiber von Übertragungsnetzen hat das Recht, Änderungen von regelzonenübergreifenden Fahrplänen abzulehnen, wenn durch die Anwendung der geänderten Fahrpläne ein Engpass entstehen würde. Die Ablehnung ist zu begründen. Fahrplanänderungen müssen nach Maßgabe der von der Regulierungsbehörde nach § 27 Abs. 1 Nr. 16 erlassenen Regelungen dem Betreiber von Übertragungsnetzen mitgeteilt werden.

(3) Nachträgliche Fahrplanänderungen regelzoneninterner Fahrpläne können bis 16 Uhr des auf den Erfüllungstag folgenden Werktags erfolgen. Der Betreiber von Übertragungsnetzen veröffentlicht hierfür auf seiner Internetseite einen Kalender, dem die Werktage zu entnehmen sind.

(4) Das durch ungeplante Kraftwerksausfälle entstehende Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen ist vom Betreiber von Übertragungsnetzen für vier Viertelstunden einschließlich der Viertelstunde, in der der Ausfall aufgetreten ist, auszugleichen. Für die Zeit nach Ablauf dieser vier Viertelstunden ist der Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich der ausgefallenen Leistung verpflichtet. Hierzu kann er abweichend von Absatz 2 Satz 1 seine Fahrpläne mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten zum Beginn einer jeden Viertelstunde ändern. Der Betreiber von Übertragungsnetzen kann nach der Fahrplanänderung vom Bilanzkreisverantwortlichen einen Nachweis darüber verlangen, dass ein ungeplanter Kraftwerksausfall vorliegt.

Der Grünstromvermarkter nimmt die Marktrolle eines Energieversorgers direkt zwischen EE-Erzeuger und Letztverbraucher ein. Damit rückt der zeitliche Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in seinen unmittelbaren Verantwortungsbereich. Diese Rolle stellt im Hinblick auf die angestrebte System- und Marktintegration der EE-Stromerzeugungsanlagen einen entscheidenden Perspektivenwechsel dar. Gerade in Portfolios mit hohen Anteilen volatiler EE-Erzeugung entstehen Anreize dafür, auch steuerbare Erzeugungsanlagen oder Verbraucher zu kontrahieren. Der portfoliointerne Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch kann realisierbarer und die Risiken dafür, dass eine kostenrelevante Beschaffung von Energie zu ausgleichszwecken bei externen Marktpartnern notwendig wird, reduziert werden.

Auch im Hinblick auf die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende scheint ein solches Geschäftsmodell sinnvoll zu sein. Das inhärente Kernproblem der Energiewende, der zeitliche Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, würde in dem Geschäftsmodell weitest möglich internalisiert und zu einer inneren Herausforderung gemacht. Für den Ausgleich müssten weniger andere Marktteilnehmern beansprucht werden, was kostenseitig relevant und akzeptanzfördernd sinnvoll sein kann.

Unter den gegenwärtigen (rechtlichen und wirtschaftlichen) Rahmenbedingungen kann sich eine „energiewendedienliche“ Wirkung der in diesem Abschnitt behandelten regionalen direkten Grünstromvermarktung jedoch begrenzt entfalten. Entscheidende Hemmnisse werden in folgenden Punkten gesehen:

Gegenwärtig besteht keine Verpflichtung zur Implementierung von Geschäftsmodellen der regionalen direkten Grünstromvermarktung. Eine solche Verpflichtung dürfte nicht sinnvoll sein, da eine regionale direkte Grünstromvermarktung nicht für den gesamten EE-Anlagenbestand umsetzbar ist. Eine regionale Vermarktung kann zwar unter den oben genannten Aspekten gesamtgesellschaftliche Vorteile mit sich bringen, es existieren aber auch Regionen, in denen die EE-Erzeugung den Verbrauch bei Weitem übersteigt. Hier kann eine regionale direkte Vermarktung nur bedingt Abhilfe schaffen, da zusätzlich Netzkapazitäten sowie ein überregionaler börslicher Handel vonnöten sind.

Die Option zur regionalen direkten Grünstromvermarktung kann zwar bereits genutzt werden, allerdings erwachsen daraus aktuell im Regelfall keine maßgeblichen wirtschaftlichen Vorteile. Zwar können aus der Kundennähe und aus der Internalisierung externer Risiken verbesserte Vermarktungs- und Erlöschancen resultieren. Dem gegenüber stehen allerdings die beim Aufbau eines Geschäftsmodells der regionalen direkten Grünstromvermarktung entstehenden Transaktionskosten und Risiken.

(2) Regionale direkte Grünstromvermarktung als Sicherungsmechanismus zur Erreichung der EE-Ausbauziele

Das Geschäftsmodell der regionalen direkten Grünstromvermarktung ist in Konstellationen relevant, in welchen neben dem Vermarktungserlös keine EEG-Förderzahlungen für den erzeugten EE-Strom beansprucht werden.

- Dabei kann es sich erstens um Strom aus solchen EE-Anlagen handeln, für welche kein entsprechender Zahlungsanspruch mehr besteht, weil sie ab Ende 2020 aus der EEG-Förderung fallen.
- Andererseits kommt auch ein bewusster Verzicht auf die Förderung in Betracht.
 - In zwei Fällen ist dies denkbar: Im ersten Fall wird auf die Inanspruchnahme eines prinzipiell bestehenden Zahlungsanspruchs verzichtet, indem förderfähiger EE-Strom in der „sonstigen Direktvermarktung“ (siehe Seite 66 ff.) vermarktet wird. Dies dürfte eine Erlöserwartung voraussetzen, die den EEG-Fördersatz übersteigt. So wie sich der Markt gegenwärtig darstellt, erscheint dies jedoch unwahrscheinlich.
 - Zweitens kommt ein Verzicht auf die Begründung des EEG-Zahlungsanspruchs im Vorhinein in Betracht, weil bspw. der Preisdruck im Ausschreibungssystem von den potenziellen Bietern als zu hoch eingeschätzt wird. Zu hoch ist der Preisdruck ggfs., wenn das Delta zwischen Gebotshöchstwert und veranschlagten Projektkosten schmal ist. Bieter könnten sich durch den hohen Wettbewerbsdruck veranlasst sehen, zur Erhöhung der Zuschlagswahrscheinlichkeit strategisch zu bieten und letztlich unterhalb der tatsächlich realisierbaren Projektkosten, die sich erst zu einem späteren Zeitpunkt konkret ergeben, bezuschlagt werden. Solche Vorhaben, die vom „Winner’s Curse“²⁴ bedroht werden, könnten nicht wirtschaftlich realisiert werden und der Zubau entsprechend stagnieren. Vorhabenträger für neu in Betrieb zu nehmende Anlagen könnten ein gesteigertes Interesse an innovativen Grünstromvermarktungsformen haben, um diese Vorhaben abseits des EEG-Ausschreibungssystems zu realisieren.

²⁴ Der Bieter in einer Ausschreibung kann durch strategisches Bieten die Zuschlagswahrscheinlichkeit erhöhen. Realisiert sich dadurch letztlich das Risiko, dass der Zuschlagswert unterhalb der tatsächlichen Vorhabenkosten liegt, kann nicht kostendeckend realisiert werden und der erfolgreiche Bieter ist vom Winner’s Curse betroffen.

Für den Fall des Weiterbetriebs aus der Förderung fallender Bestandsanlagen, kann die regionale direkte Grünstromvermarktung eine Möglichkeit eröffnen, über die am regulären Strommarkt realisierbaren Erlöse hinaus, zusätzliche Erlöse zu generieren (siehe Seiten 27) und einen wirtschaftlich tragfähigen Anschlussbetrieb ermöglichen. Dadurch könnte ein spürbarer Rückbau der entsprechenden Anlagen vermieden und ein Beitrag zum Erreichen der EE-Ausbauziele geleistet werden.

Im Fall eines bewussten Verzichts auf die Inanspruchnahme eines EEG-Zahlungsanspruchs, muss die betrachtete Bestands- oder Neuanlage letztlich vollständig am Markt refinanziert werden. Eine regionale direkte Grünstromvermarktungsoption könnte die dafür erforderliche Erlösoption bieten. Dieses Modell könnte eine Option für solche Vorhabenträger darstellen, die am wirtschaftlichen Betrieb der Anlage im Ausschreibungssystem zweifeln. Eine Option, EE-Anlagen neben dem EEG wirtschaftlich zu realisieren, könnte dann sinnvoll sein, wenn der Zubau von Anlagen im Ausschreibungssystem hinter dem Ausbaupfad zurückbleibt.

In allen betrachteten Anwendungsfällen müssen von den Letztverbrauchern mindestens die Stromgestehungskosten getragen werden. Die Letztverbraucher müssen wirtschaftlich leistungsfähig und -bereit sein. Letztverbraucher i. S. v. Verbrauchern nach § 13 BGB müssten aus ideellen Gründen einen über die EEG-Umlage hinausgehenden Finanzierungsbeitrag für erneuerbare Energien leisten wollen. Letztverbraucher i. S. v. Unternehmern nach § 14 BGB könnten eine zukünftige Strompreisentwicklung antizipieren, die zeitweilige Mehrkosten für den Strombezug über eine lange Lieferbeziehung gerechnet ausgleichen. Letztverbraucher, die den EE-Strom „weiterverarbeiten“ wollen (z. B. in PtX-Anwendungen), müssten einen den Aufpreis rechtfertigenden Grund dafür haben.

Ob im Fall eines Verzichts auf einen bestehenden EEG-Zahlungsanspruch beispielsweise eine teilweise Anrechnung auf die EEG-Umlage erfolgen sollte, wird diskutiert. Im aktuellen normativen Rahmen ist dies nicht möglich. Auf eine weitergehende Betrachtung dieses Aspekts wird hier verzichtet.

(3) Regionale, netzdienliche EE-Integration in stromnetzbedingten Engpassituationen

Im vorangehenden Abschnitt wurde das grundlegende Hemmnis des Konzepts der regionalen direkten Grünstromvermarktung vereinfacht gesagt, im Fehlen eines „harten Business-Case“ gesehen. Dazu kommt, dass der bestehende Energy-only-Markt für Strom mit nur einer Preiszone prinzipiell kein netzdienliches Verhalten anregen kann. Dabei lässt das innovative Vermarktungskonzept Raum für Netzdienlichkeitsaspekte.

Das Strommarktmodell des Energy-Only-Markts mit einer Preiszone, wie es derzeit in Deutschland besteht, soll auch mittel- bis langfristig erhalten bleiben und hier nicht in Zweifel gezogen werden. In Zeiten hohen EE-Dargebots, respektive verringerter Nachfrage, kommt es inzwischen jedoch vermehrt dazu, dass aufgrund von begrenzten Netzkapazitäten (bei einem im Einzelfall auch bereits den gesamten Strombedarf übersteigenden EE-Dargebot) nicht in das Stromnetz integrierbare Strommengen entstehen, die im Zuge des Einspeisemanagements derzeit abgeregelt werden. Für die abgeregelteten EE-Strommengen werden die EE-Anlagenbetreiber im Rahmen eines Erstattungsanspruchs entschädigt (vgl. hierzu den Abschnitt ab Seite 66). Die zeitweise Abregelung von EE-Anlagen führt, angesichts des enormen Transformationsbedarfs des Energiesystems sowie der Potentiale zur Überschussintegration in anderen Sektoren, zu nachvollziehbaren Akzeptanzproblemen. Die aus Netzsicht überschüssigen EE-Strommengen treten zwangsläufig regional auf. Konzepte der regionalen Grünstromvermarktung wären geeignet, solche Überschüsse einer geeigneten Nutzung zuzuführen. Dies setzt aber eine Anpassung des regulatorischen Rahmens voraus.

Angenommen es gelingt über den zu determinierenden Regionalitätsbegriff eine netzdienliche EE-Integration in stromnetzbedingten Engpassituationen in das Geschäftsmodell einer weiter gefassten regionalen Grünstromvermarktung zu integrieren: Einerseits würde so, aus der Natur des Konzepts heraus, netzdienliches Verhalten angereizt. Da netzdienliches Verhalten per se einen regionalen Bezug aufweist, könnte so andererseits ein „natürliches“ Geschäftsmodell der regionalen direkten Grünstromvermarktung entstehen.

Dies setzt eine sachgemäße und zweckdienliche Definition von Regionalität voraus: Die wesentlichen Elemente sind in der Überschrift dieses Abschnitts bereits begrifflich angelegt – netzdienliche EE-Integration in stromnetzbedingten Engpassituationen. Oder vereinfacht ausgedrückt: „Nutzung erneuerbaren Stroms, der sonst abgeregelt werden müsste“. Hierzu sei angemerkt, dass eine etwas weiter gefasste Definition, die auch (eine teilweise) Vermeidung von im Redispatch erfolgenden Kraftwerksreduzierungen ins Auge fasst, zumindest diskussionswürdig erscheint. Diesbezüglich sei insbesondere auf eine im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) verfasste Studie zur „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“²⁵ verwiesen.

²⁵ Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz, Consentec, BBH & Ecofys im Auftrag des BMWi, April 2018

Letztlich besteht der vorgeschlagene Ansatz darin, in anderen Sektoren (Verkehr, Gebäude) eine Nachfrage nach eben diesem aus Netzsicht überschüssigen EE-Strom zu schaffen bzw. zu ermöglichen. Gegenwärtig ist eine wirtschaftliche Nutzung dieses Stroms praktisch kaum möglich. Davon abgesehen, dass der regionale Überschuss zu keinem spezifischen Preissignal führt, stehen in der weit überwiegenden Anzahl der Fälle die vom Marktpreis unabhängigen staatlich veranlassten Preisbestandteile (wie die Netzentgelte und die EEG-Umlage) einer wirtschaftlichen Nutzung des Überschussstroms in anderen Sektoren entgegen. Auch wird für Netzstrom, der (nach Umwandlung) in anderen Sektoren (Gebäude, Verkehr) verwendet werden soll, keine besondere Nachfrage begründet (vgl. Seite 94 ff.).

Das hier dargelegte, grob umrissene Konzept der netzdienlichen EE-Integration in anderen Sektoren greift wesentliche Elemente von zuletzt häufig diskutierten Konzepten zur Ausgestaltung der Energiewende auf. Beispielsweise der „zellulare Ansatz“²⁶, Konzepte „lokaler Märkte“ oder „variabler Netznutzungsentgelte“ sowie zur Sektorenkopplung im Allgemeinen. Und schließlich das „Ampelkonzept“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)²⁷, das einen prozessual gangbaren Weg zur Ermittlung von stromnetzbedingten Engpasssituationen beschreibt. Die gelbe Ampelphase markiert den Bereich, in dem ein rein marktgetriebener Betrieb des Stromsystems nicht mehr sicher möglich ist und in dem zur Stabilisierung des Stromnetzes marktbezogene Maßnahmen nach § 3 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ergriffen werden sollten. Auf der regionalen Verteilernetzebene fehlen solche marktbezogenen Maßnahmen gegenwärtig, wie es im Flexibilitätspapier der BNetzA²⁸ plausibel dargestellt ist. Dementsprechend erfolgt hier ein direkter Wechsel von der grünen zur roten Ampelphase. In der Folge sind Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen notwendig. Diese Lücke könnte vom hier vorgeschlagenen Konzept einer weit gefassten regionalen direkten Grünstromvermarktung (i. S. d. netzdienlichen EE-Integration in stromnetzbedingten Engpasssituationen) geschlossen werden.

Ohne auf alle aufgeführten Konzepte und deren Gemeinsamkeiten sowie Unterschiede im Einzelnen eingehen zu wollen, sei klargestellt, dass es sich dabei nicht um konkurrierende Ansätze zum hier vorgeschlagenen Mechanismus handelt. Sie unterbreiten mehr oder minder konkrete Vorschläge zu Teilaspekten des hier angestrebten regionalen Grünstromvermarktungskonzepts.

Der hier diskutierte Ansatz zur Überschussintegration steht nicht in Konkurrenz zum Netzausbau respektive Energiespeichereinsatz. Der hier vorgeschlagene Ansatz adressiert nur die Strommengen, die vom Stromnetz im Moment der Erzeugung nicht aufgenommen werden können. Anreize für den Netzausbau sowie der Planungsprozess der Netzentwicklung sollen erhalten bleiben. Eine wechselseitige Beeinflussung des Netzausbaubedarfs durch den verstärkten Einsatz von flexiblen Stromverbrauchern, insbesondere Energiespeichern (Stromspeicher und PtX-Anwendungen) ist mittelfristig denkbar. Sie können unterstützend für eine Netzbewirtschaftung eingesetzt werden und das Eintreten von Überschussituationen verhindern helfen. Hemmnisse für den systemdienlichen Einsatz von flexibel einsetzbaren Energiespeichern sollten geprüft und ggf. im Allgemeinen abgebaut werden. Bereits bestehende privilegierende Sonderregelungen²⁹ sind dagegen in vergleichsweise speziellen Einzelfällen anwendbar. Im Hinblick auf die Erreichung der Energiewendeziele können sie insoweit punktuell hilfreich sein. Da sie auf Übertragungsebene ansetzen, stellt sich außerdem die Frage, inwiefern ein Spielraum für die Berücksichtigung von Belangen u. a. von Akteuren an nachgelagerten Netzebenen eröffnet ist.

Einem perspektivisch verstärkten Einsatz flexibler Energiespeicher dürfte im Zuge des rollierend verlaufenden Netzentwicklungsprozesses jedenfalls gut Rechnung getragen werden können.

(4) Bilanzielle Übertragung der dekarbonisierenden Eigenschaft in andere Sektoren

Der vorangehende Abschnitt hat sich vornehmlich mit Möglichkeiten zur netzdienlichen Integration von EE-Strom in Engpasssituationen befasst. Aufgrund des aktuell und absehbar auch weiterhin begrenzten zeitlichen und quantitativen Umfangs solcher Engpasssituationen bleibt eine derartige Überschussintegration in anderen Sektoren aus wirtschaftlicher Sicht zunächst zwangsläufig beschränkt auf vergleichsweise kapitalkostengünstige Anwendungen, wie beispielsweise Power-to-Heat. Dies ergibt sich aus der erreichbaren, vergleichsweise geringen, zeitlichen Auslastung solcher Anwendungen, welche eine Refinanzierung kapitalkostenintensiver Anlageninvestitionen prinzipiell erschweren.

Zumindest aus industriepolitischer Sicht erscheint es dennoch überlegenswert, die Nutzung von EE-Strom in gewissem Maße auch in innovativen, kapitalkostenintensiven und „energiewendedienlichen“ Anwendungen anderer Sektoren zu ermöglichen. Als

26 „VDE-Studie – der Zellulare Ansatz; Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“; 2015, erwerbbar: <https://shop.vde.com/de/copy-of-vde-studie-der-zellulare-ansatz>.

27 BDEW, „Diskussionspapier Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, Januar 2017.

28 Flexibilität im Stromversorgungssystem, BNetzA, April 2017.

29 z.B. die Gestattung der vom ÜNB gesteuerten Nutzung von Überschussstrom „hinter dem Netz“ für die Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen, die auf die Emissionsquoten der KFZ-Hersteller anrechenbar sind, vgl. Seite 54 ff.) oder die Regelung zu zuschaltbaren Lasten nach § 13 Abs. 6a EnWG, die die Vermeidung von Überschussstrom durch Abschaltung von KWK-Anlagen bei gleichzeitigem Zuschalten von Power-to-Heat Anlagen ermöglicht.

mögliche Beispiele seien Power-to-Gas, Power-to-Fuel, aber auch Power-to-Chemicals sowie Prozesse zur CO₂-armen Stahl- oder Zementherstellung genannt. Solche Technologien werden zum Erreichen der mittelfristig angestrebten Emissionsminderungsziele aller Voraussicht nach benötigt, woraus sich ihre industriepolitische Relevanz ergibt.

Die Finanzierung solcher Anlagen setzt eine hohe Auslastung voraus. Aus energiewirtschaftsrechtlicher Perspektive ist es aktuell jedoch in der Regel erforderlich, die PtX-Anwendung direkt an die EE-Erzeugungsanlage anzuschließen, um ein dekarbonisiertes Produkt herstellen zu können (siehe Seite 85 ff.). Dieser Umstand behindert regelmäßig bereits die Errichtung und überdies eine möglichst hohe Auslastung der PtX-Anlage. Faktoren hierfür sind die Fluktuation des erneuerbaren Energieträgers und die Auslegung beider Anlagen hinsichtlich der räumlichen Anordnung und der Kapazität (Skaleneffekte). Schließlich wird regelmäßig der kostenrelevante Transport des PtX-Produkts zum Abnehmer erforderlich.

Vorzugswürdig im Sinne von Skaleneffekten und einer hohen Anlagenauslastung ist aus Sicht des PtX-Anlagenbetreibers eigentlich der Netzstrombezug. Hier stellt sich die Frage, wie er den bilanziellen EE-Anteil des bezogenen Netzstroms in seinem hergestellten Produkt abbilden kann. Ein Ansatz kann der Einkauf eines Stromprodukts sein, das über sortenreine Bilanzkreise geliefert wird. Die in den Bilanzkreis eingespeisten Strommengen könnten aus EE-Anlagen in der Region stammen. Die Entnahme könnte der Erzeugung in zeitlicher Hinsicht entsprechen. Wird der Strom in der Viertelstunde der Einstellung aus dem Bilanzkreis entnommen, könnte dies eine Gleichstellung mit physikalischen Strommengen rechtfertigen, was eine Übertragung der dekarbonisierenden Eigenschaft auf das Produkt auch bei Netzstrombezug ermöglichen und damit die Realisierung von Skaleneffekten erlauben würde. Unter der Voraussetzung, dass darüber hinaus eine zeitlich flexible Allokation der EE-Erzeugung auf den sortenreinen Bilanzkreis des gelieferten Stromprodukts sowie einer weiteren Vermarktungsform möglich ist, würde mit dem Netzstrombezug zudem das Abschöpfen eines EE-Grundlast-Lastgangs zur Realisierung einer „Vollauslastung“ möglich. Es stellt sich die Frage, inwiefern 100 %-ige Sortenreinheit in dem Geschäftsmodell realistischerweise versprochen werden kann. Der Vermarkter könnte sich veranlasst sehen, unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten unverhältnismäßig viele EE-Anlagen kontrahieren zu müssen, um fluktuationsbedingte Einspeisedefizite innerhalb seines Portfolios ausgleichen und seine Leistungspflicht erfüllen zu können. Ein Ausgleich durch Zusatzstromerwerb würde zu einer Vermischung des Bilanzkreises mit Graustrom führen. In diesem Fall bliebe die geleistete hinter der versprochenen Qualität des Stroms zurück. Um dies zu vermeiden kann überlegt werden, ob die Vereinbarung eines Mindestwerts für die Sortenreinheit vorzugswürdig wäre. Welcher Wert geeignet ist, müsste wohl für den konkreten Fall ermittelt werden.

Regionalität wird hier also schließlich nicht im Sinne einer netzsituationsabhängigen räumlichen Eingrenzung des Begriffs verstanden (s.o.), sondern umgekehrt im Sinne einer räumlichen Erweiterung des Aktionsradius via Interaktion über das Netz.

Würde diese Möglichkeit eröffnet, bedeutet das für den EE-Anlagenbetreiber, dass er seinen EE-Strom als solchen über das Netz veräußern kann. Wegen des Doppelvermarktungsverbots müsste er auf einen bestehenden EEG-Zahlungsanspruch verzichten. Auf Seiten des PtX-Anlagenbetreibers entstehen die Stromnebenkosten umfassend. Denkbar ist die Anwendbarkeit von Privilegierungsvorschriften für eine bestimmte Strombezugsart oder einen Strombezug zu einem bestimmten Zweck (siehe Seite 85 ff.). Die Vorschriften setzen meist punktuell an und schaffen keine langfristige (Planungs-)Grundlage dafür, dass die industrie- und energiepolitisch gewollten PtX-Anwendungen in die Umsetzung gelangen. Dafür bedarf es einer grundlegenden Veränderung der (rechtlichen) Rahmenbedingungen. Eine Form der CO₂-Bepreisung könnte ein Ansatz sein. Eine Bepreisung würde ein CO₂-relevantes Verhalten wohl dahingehend steuern, das Verursachen von CO₂-Emissionen insgesamt zu vermeiden. Die zu deckenden Energiebedarfe würden sektorenunabhängig (bspw. Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr) gleichermaßen adressieren. Die nicht mehr einseitige Belastung von EE-Strom zur Finanzierung der Energiewende und die angemessene Bepreisung konventioneller Energieträger anhand des Treibhausgasgehalts könnte eine Marktverschiebung zugunsten synthetischer EE-Energieträger bewirken und PtX-Anwendungen den Marktzugang eröffnen.

Regulatorische und ökonomische Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel widmet sich der überblicksartigen Darstellung der Marktpotenziale und Kosten der erneuerbaren Energieträger Wind an Land, Solar und Biomasse im Zeitpunkt Ende 2017 (Abschnitt 1). Sodann wird dargestellt, inwiefern die Erneuerbaren durch EEG gefördert werden und wie sich die Situation ab Ende 2020 für die Anlagen darstellt, deren Förderzeitraum abläuft (Abschnitt 2 und 3). Dazu, wie sich der Betrieb von Anlagen „vor dem Netz“ unter dem EEG 2017 darstellt, gibt Abschnitt 4 einen Überblick. Die Darstellung der Kennzeichnungs- und Produktgestaltungsmöglichkeiten ist Gegenstand von Abschnitt 5. Schließlich wird unter Abschnitt 6 eruiert, inwiefern Flexibilitätsoptionen ein Vermarktungspotenzial darstellen können und inwiefern ein Grünstromprodukt auch auf anderen Märkten platziert werden könnte (Abschnitt 7).

1. Entwicklung der erneuerbaren Energien: Welche Marktpotenziale haben Wind an Land, Solar und Biomasse heute?

In diesem Kapitel werden die erneuerbaren Energiequellen Wind an Land, Solar und Biomasse in Deutschland im Allgemeinen und im Konkreten für Berlin und Brandenburg betrachtet. Dargestellt werden überblicksartig jeweils die im Jahr 2017 erreichte Gesamtkapazität, der Zubau in 2017 und die in 2017 erzeugte Strommenge. Schließlich werden energieträgerspezifisch die mittleren Stromgestehungskosten für den Inbetriebnahmezeitraum zwischen Ende 2017 bis Ende 2018 angegeben. Die Gegenüberstellung der mittleren Stromgestehungskosten insbesondere mit den EEG-Zahlungsansprüchen erlaubt schließlich eine Wirtschaftlichkeitsbeurteilung.

a) Wind an Land

(1) Zubauentwicklung

Ende 2017 wird die **installierte Leistung** aus Windenergie an Land insgesamt auf **rd. 50 GW** beziffert.³⁰ Der Bruttozubau belief sich in den Jahren 2015 und 2016 auf eine Leistung von 3,8 bzw. 4,4 GW und **5,5 GW in 2017**, das das bisherige Rekordjahr 2014 mit 4,8 GW deutlich übertraf. Brandenburg hatte in 2017 einen zu 2016 vergleichbaren Zubau von knapp 500 MW und belegt Ende 2017 mit 6.821 MW installierter Gesamtleistung hinter Niedersachsen den zweiten Platz im Bundesvergleich. Berlin hingegen hat als Stadtstaat nur 12 MW installierte Leistung. In den Ausschreibungsrunden 2017 war Brandenburg insgesamt vergleichsweise erfolgreich. Mit 814 MW sind knapp 30 % des Ausschreibungsvolumens auf Brandenburg entfallen. In diesem Umfang deutet sich perspektivisch der weitere Zubau an.

Auf einen Blick

Entwicklung Ende 2017

- Rd. 50 GW Gesamtanlagenbestand:
 - 6.821 MW bzw. 3.746 Anlagen in Brandenburg
 - 12 MW bzw. 8 Anlagen in Berlin
- Rd. 5,5 GW Zubau
 - davon 495 MW in Brandenburg
- Ca. 87,2 TWh erzeugte Strommenge
- Mittlere Stromgestehungskosten bei Inbetriebnahme im Übergangssystem bis Ende 2018: 100 %-Standort: 5,0 ct/kWh

³⁰ Erst seit der Einführung des Anlagenregisters im Jahr 2014 wird der Zu- und Rückbau von Windenergieanlagen systematisch erfasst. Für den Gesamtbestand existieren daher je nach Datenquelle (ÜNB-Daten, Betreiber-Datenbasis, Status des Windenergieausbaus) leicht unterschiedliche Angaben. Mit der Einführung des Marktstammdatenregisters, das sich derzeit im Aufbau befindet, soll diese Erfassungslücke geschlossen werden.

Hinsichtlich der Standortgütern ergeben sich aus einer Auswertung des Anlagenregisters für Brandenburg Standortgütern bis über 90 %, wobei die Kategorie 80 bis 90 % dominiert.³¹

Die **Bruttostromerzeugung** aus Windenergieanlagen an Land hat sich seit Einführung des EEG vervielfacht: von 6 TWh im Jahr 2000 stieg sie mit leichten Schwankungen auf **87,2 TWh im Jahr 2017** an (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) 2018). Die Entwicklung reflektiert im Wesentlichen den Zubaufortschritt. Der Zubaufortschritt bei Wind an Land hat auch unter Berücksichtigung des parallelen Anlagenrückbaus den Zubaufad erneut übertreten.

Gründe für den Rückbau EEG-förderfähiger Anlagen können bspw. in einem technischen oder wirtschaftlichen Totalschaden von Anlagen(-teilen) liegen. Die rückgebauten Anlagen hatten in den Jahren 2015/2016 eine durchschnittliche Nennleistung von gut 1 MW. In 2017 wurden Anlagen mit einer mittleren Nennleistung von bereits 1,3 MW abgebaut. Der Kapazitätsrückbau insgesamt nahm in 2017 gegenüber 2016 um 68 % zu. Entsprechend lag die mittlere monatlich stillgelegte Leistung gegenüber 2016 mit 23,33 MW mit rd. 39 MW in 2017 deutlich darüber. Der größte Rückbau erfolgte im Juli 2017, in dem 114 MW Kapazität abgebaut wurden³²). Das Anlagendurchschnittsalter beim Abbau betrug in 2016 und 2017 rund 17 Jahre und liegt damit unter dem Entwurfslebensalter von regelmäßig 20 Jahren und der 20-jährigen Höchstdauer der EEG-Zahlungsansprüche (§ 25 EEG 2017). Abschätzungen zum erwarteten Rückbau stellen sich wie folgt dar: Im Jahr 2020 wird für die ersten Windenergieanlagen der EEG-Förderzeitraum auslaufen.³³ Der Ende 2020 betroffene Anlagenbestand wird auf etwa 6.000 Anlagen mit einer Kapazität von rd. 4,5 GW beziffert. In den Folgejahren (2021 -2026) könnten jährlich ca. 1.600 Anlagen mit rd. 2,5 betroffen sein.³⁴ Die Entscheidung für den Weiterbetrieb der Anlagen ohne EEG-Förderzahlung wird beeinflusst durch die Höhe der Weiterbetriebskosten, die Betriebskosten und die Erlöschancen am Markt. Ein innovatives EE-Stromvermarktungskonzept könnte darauf ausgerichtet werden, auch für diese Anlagen eine Erlöschance zu bieten.

(2) Mittlere Stromgestehungskosten

Die mittleren Stromgestehungskosten (SGK) in ct/kWh liegen bei Anlagen mit Inbetriebnahme im Übergangssystem bis Ende 2018 bei:

- 120 %-Standort: durchschnittlich 4,3 ct/kWh
- 100 %-Standort: durchschnittlich 5,0 ct/kWh
- 80 %-Standort: durchschnittlich 6,5 ct/kWh
- 60 %-Standort: durchschnittlich 8,4 ct/kWh

Zu beachten ist, dass die Standardabweichungen insbesondere bei den Kostenparametern, die als Eingangsparameter in die Berechnung der mittleren Stromgestehungsanlagen eingehen, in jedem Fall relativ hoch sind.

Ab 2019 erfolgt der Zubau im Wesentlichen gesteuert über das Ausschreibungssystem. Erste Abschätzungen der mittleren Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zur Standortgüte für BEG-Anlagen, die in 2017 bezuschlagt und ab Ende 2021 in Betrieb zu nehmen sind und bundesimmissionsschutzrechtlich genehmigten Anlagen, die im Februar und Mai 2018 bezuschlagt wurden und ab Ende 2020 in Betrieb zu nehmen sind, werden in Tabelle 1 dargestellt.

Standortgüte	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %
ct/kWh (2017 bezuschlagte BEG-Anlagen, voraussichtliche Inbetriebnahme ab Ende 2021)	7,2	6,3	5,6	5,1	4,7	4,3	4,0
ct/kWh (Anlagen mit BlmSchG-Genehmigung, voraussichtliche Inbetriebnahme ab Ende 2020)	7,7	6,7	6,0	5,5	5	4,7	4,4
ct/kWh (Anlagen im Übergangssystem, Inbetriebnahme bis Ende 2018)	8,4	7,3	6,5	5,5	5	4,6	4,3

Tabelle 1: Mittlere SGK in Abhängigkeit zur Standortgüte von in 2017 bezuschlagten BEG-Anlagen, genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018.

Quelle: IKEM et al.: Wissenschaftlicher Gesamtbericht 2018.

31 FA Wind (2016): Analyse der Standortqualitäten von Windenergieanlagen, S. 7, 12 ff., veröffentlicht:

https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_WEA-Standortqualitaeten_AnlReg_05-2016.pdf.

32 Lerm (IKEM), Klobasa (Fraunhofer) ISI, von Bonin (Fraunhofer IEE): 2. Wissenschaftlicher Gesamtbericht, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-1-querschnittsvorhaben.pdf?__blob=publicationFile&v=9; zuletzt besucht am 09.07.2018.

33 Auch für alle vor 2000 errichteten Windenergieanlagen wird als Inbetriebnahmejahr, das maßgeblich für den Beginn des Förderzeitraumes ist, das Jahr 2000 fingiert.

34 Wallasch/Lüers/Rehfeld: Weiterbetrieb von Windenergieanlagen an Land nach 2020; Deutsche Windguard, Varel 2016. (Deutsche WindGuard 2016, Anna-Kathrin Wallasch; Lüers, Silke; Dr. Ing. Rehfeld, Knud 2016)

Ungewiss ist gegenwärtig für den Zeitraum ab Mitte 2018 wie sich die Teilnahmebedingungen der Ausschreibung von Windenergie an Land im EEG und damit der Wettbewerb und das Gebotsverhalten der Teilnehmer entwickeln wird. Die realistischen Stromgestehungskosten von Anlagen, deren Inbetriebnahme ab dem Zeitpunkt der Bezuschlagung noch bis zu 30, wenn nicht gar 54, Monate dauern kann, sind kaum abzuschätzen. Betrachtet man die Entwicklung der Gebotshöchstwerte, die ebenso wenig zuverlässig antizipierbar sind, könnte der Spielraum für die Kalkulation von Angeboten, die über den Projektkosten liegen, kleiner werden. Nach der Festlegung der BNetzA liegt der Gebotshöchstwert für das Jahr 2018 bei 6,30 ct./kWh³⁵. Der Gesetzentwurf des BMWi zur Änderung des EEG, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und weiterer Bestimmungen des Energierechts, Stand 23. April 2018, sieht dagegen in § 36b EEG 2017 den deutlich reduzierten Gebotshöchstwert von 5,70 ct/kWh für die Ausschreibungsrunden 01. August und 01. Oktober 2018 sowie für den 01. Februar 2019 vor. Nach dem Vorschlag soll § 36b Abs. 2 EEG 2017, wonach sich der Höchstwert aus dem um 8 % erhöhten Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine ergibt, ab dem 01. Mai 2019 gelten.

Diese Rechtsunsicherheit kann, neben dem Ausschreibungssystem an sich und der perspektivisch möglichen Zunahme von Negativpreissituationen und damit einhergehenden EEG-Förderzahlungseinbußen, spürbare Kostenrisiken bergen. Zusätzlich könnten realistische Chancen zur Erzielung von Mehrerlösen durch den schmalen werdenden Korridor zwischen Projektkosten und Gebotshöchstwerten, der zudem durch einen intensiven Wettbewerb geprägt sein könnte, kleiner werden. Vor diesem Hintergrund könnten auch Vorhabenträger neu zu errichtender Anlagen verstärkt erwägen, abseits des Ausschreibungssystems ohne EEG-Zahlungsanspruch ihre Projekte zu realisieren.

b) Solare Strahlungsenergie

(1) Zubauentwicklung

Ende 2017 waren in Deutschland Solaranlagen mit **insgesamt 42,5 GW** installiert. Davon entfallen auf **Brandenburg 3.376 MW** bzw. 35.645 Anlagen und **97 MW** bzw. 6.903 Anlagen auf **Berlin**. Der **jährliche Zubau** lag im Jahr 2017 auf **1,7 GW**. Der Abwärtstrend beim Zubau von 2011 bis 2015 setzt sich nach 2016 auch im Jahr 2017 nicht fort. Dabei tragen die neuen Bundesländer seit 2011 überwiegend durch große Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen nennenswert zum Zubau bei. Je nach Jahr entfallen auf die **neuen Bundesländer die Hälfte bis zwei Drittel des Zubaus**. Dieser Trend wird sich wohl fortsetzen: so entfielen in den neun Solar-Ausscheidungsrounds bis einschließlich Oktober 2017 rund 25 % des Zuschlagsvolumens auf Brandenburg. Im Jahr 2018 wird ein bundesweiter Zubau von 1,9 bis 2,0 GW erwartet. Eine Rückkehr auf den gesetzlichen Ausbaupfad (2,5 GW p. a.) zeichnet sich kurzfristig nicht ab. Die **Menge erzeugter Solarenergie** hat in 2017 mit **38,4 TWh** einen neuen Höchstwert erreicht.

Auf einen Blick

Entwicklung Ende 2017

- Rd. 42,5 GW Gesamtanlagenbestand
 - 3.376 MW bzw. 35.645 Anlagen in Brandenburg
 - 97 MW bzw. 6.903 Anlagen in Berlin
- Rd. 1,7 GW Zubau
- Ca. 38,4 TWh erzeugte Strommenge
- Mittlere Stromgestehungskosten bei Inbetriebnahme bis Ende 2017 liegen zwischen:
 - 5 kW-Dachanlage: 13,39 ct/kWh
 - 750 kW-Freiflächenanlage: 8,35 ct/kWh

Für Solarenergie bestehen in Deutschland neben den Freiflächen auch auf Dachflächen noch erhebliche Potenziale. Ergebnis einer Metaanalyse ist, dass das bundesweite Potenzial für Aufdachanlagen auf 1.606 km² (849 km² Wohngebäude, 757 km² sonstige Gebäude), das ungefähr einer installierbaren Kapazität von 257 GW entsprechen kann, geschätzt wird. Ausgehend davon, dass bisher bundesweit nur etwa 30 GW genutzt werden, kann auch für Berlin als Ballungsgebiet mit zahlreichen Dachflächen noch ein erhebliches Potenzial angenommen werden. Leitlinie des BEK 2030 ist es, möglichst schnell ein Viertel der Berliner Stromversorgung durch Solarenergie zu decken. Die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand wird hier gestärkt, indem bis spätestens 2030 möglichst alle geeigneten landeseigenen Dachflächen einer solaren Nutzung zugeführt werden (vgl. Vorbildwirkung der öffentlichen Hand bei Neubau und Sanierung öffentlicher Gebäude (GeS-8)). Bis zum 31.12.2018 sind laut Maßnahmenkatalog alle Dachflächen öffentlicher Gebäude auf ihre Eignung zur Installation von Solaranlagen zu überprüfen.³⁶

³⁵ BNetzA: Festlegung 8175-02-00-17/1 v. 29.11.2017 auf Grundlage des § 85a EEG 2017.

³⁶ Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030S. 55, 56.

(2) Mittlere Stromgestehungskosten

Die mittleren SGK³⁷ werden differenziert nach Leistungssegmenten und für das Inbetriebnahmejahr 2017 in Tabelle 2 dargestellt. Der Unterschied zwischen dem Basisfall und der Variante ist, dass größere Dachanlagen ab 100 kW für größere Betriebe und Unternehmen im gewerblichen/industriellen Bereich von Bedeutung sind. Anlagenbetreiber haben hier entsprechend höhere Renditeanforderungen. Um dies abzubilden, wurden für die Dachanlagen ab 100 kW jeweils zwei unterschiedliche Mischzinsen zur Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzt (jeweils Basis und Variante).

Bei der Interpretation der mittleren Stromgestehungskosten ist ebenfalls eine Standardabweichung zu beachten. Realistische Stromgestehungskosten der Referenzanlagen weisen mithin eine gewisse Bandbreite (ca. +/- 7 %) auf.

[ct/kWh]	Feste Einspeisevergütung						Direktvermarktung*								
	5 kW		30 kW		60 kW		100 kW		101 kW		250 kW		500 kW		750kW FFA
							Basis	Variante	Basis	Variante	Basis	Variante	Basis	Variante	
Stromgestehungskosten (- 7 %)	12,45	11,04	10,30	9,84	11,09	10,40			11,64	9,49	10,65	8,97	10,07	7,93	
Stromgestehungskosten Mittelwert	13,39	11,87	11,08	10,58	11,92	11,18			12,52	10,20	11,45	9,64	10,83	8,53	
Stromgestehungskosten (+ 7 %)	14,33	12,70	11,86	11,32	12,75	11,96			13,40	10,91	12,25	10,31	11,59	9,13	
Fördersatz	12,20	11,98	11,51	11,15	11,15	11,54			11,54	11,22	11,22	11,12	11,12	8,84	

* Direktvermarktungskosten sind enthalten.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Bandbreite der SGK mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand Dezember 2017).

Quelle: IKEM et al.: Wissenschaftlicher Gesamtbericht 2018.

Insgesamt zeigt sich, dass für Kleinanlagen mit 5 kW die Vergütung nicht kostendeckend ist. Für die Referenzanlagen mit 30 kW und 60 kW liegt die Vergütung im Rahmen der angesetzten Bandbreite der Stromgestehungskosten. Anlagen mit einer Kapazität von unter 100 kW dienen jedoch vor allem der Eigenverbrauchsoptimierung. Für den regelmäßig durch den ÜNB vermarkteten Reststrom wird dann die Einspeisevergütung beansprucht. Je nach angesetzten Mischzinsen ergeben sich für die Dachanlagen ab 100 kW jeweils unterschiedlich hohe Stromgestehungskosten für den Basisfall und die Variante. Die Betrachtung der Referenzanlagen ab 100 kW zeigt unter Berücksichtigung höherer Mischzinsen ein differenziertes Bild. Während im jeweiligen Basisfall für Investoren mit moderaten Renditeansprüchen (Basis; Referenzanlagen mit 4,1 % Mischzins) der EEG-Fördersatz am oberen Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite oder knapp darüber liegt, zeigt sich im Falle von Investoren mit höheren Renditeansprüchen (Variante; Referenzanlagen mit 5,9 % Mischzins), dass die EEG-Fördersätze im Rahmen oder am unteren Rand der angesetzten Stromgestehungskostenbandbreite liegen.

Beim Vergleich des Einspeisevergütungs- mit dem Direktvermarktungssegment oberhalb von 100 kW werden Unterschiede deutlich. Direkt an der Grenze zur Direktvermarktungspflicht zeigen sich aufgrund der zusätzlichen Kosten (Fernsteuerung, jährliche Kosten der Direktvermarktung) um 0,6 ct/kWh höhere mittlere Stromgestehungskosten für eine 101 kW-Anlage im Vergleich zu einer 100 kW-Anlage außerhalb der Direktvermarktung. Die Differenz kann nicht vollständig durch den dafür vorgesehenen Aufschlag auf den EEG-Fördersatz von 0,4 ct/kWh abgedeckt werden.

Die geschilderte kostendeckende Volleinspeisung in den meisten betrachteten Leistungsklassen und die durch Selbstverbrauch erzielbare Kostenersparnis sowie internen Verzinsungen spiegeln sich in der zurückliegenden und aktuellen Marktentwicklung nicht wieder. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass größere Solar-Dachanlagen regelmäßig nur für Unternehmen im gewerblichen und industriellen Bereich interessant sind. Gleichzeitig haben gerade diese Unternehmen oft deutlich andere Anforderungen an die Rendite und Amortisationszeit, die mit den realistischen Basisannahmen nicht erreicht werden können. Diesem Umstand wurde mit Hilfe der Varianten ab 100 kW für die Berechnung der Stromgestehungskosten Rechnung getragen. Darüber hinaus ist

³⁷ ZSW und Bosch & Partner . „Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IIc): Solare Strahlungsenergie.“ Stuttgart, Hannover, 2017.

dies auf eine Vielzahl weiterer nicht monetärer Hemmnisse zurückzuführen, wie etwa strukturelle Veränderungen am Markt, z. B. durch die Konsolidierung des Solarmarktes, die mit der EEG-Umlagebelastung des Eigenverbrauchs erzeugte Unsicherheit, die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle auf 100 kW oder die zunehmende Komplexität.

Aufgrund der überwiegenden Nutzung der Solaranlagen des Leistungssegments bis 100 kW in Eigenversorgung könnten Anlagen über 100 kW für eine regionale Grünstromvermarktung grundsätzlich interessanter sein. Da sich ein Volleinspeisungskonzept für Anlagen des Segments ab über 100 kW bis ca. 280 kW am Markt im Wesentlichen aufgrund der Direktvermarktungskosten schwer rechnet, könnte bei Anlagenbetreibern dieses Segments gesteigertes Interesse an innovativen EE-Stromveräußerungsformen bestehen. Erste neue Produkte der Direktvermarkter aus 2017 zeigen, dass dieses Leistungsspektrum besser eingebunden werden soll. Eine innovative EE-Stromveräußerungsoption könnte hier ebenfalls aufsetzen. Beachtlich ist dabei allerdings, dass die vom Anlagenbetreiber zur Vermarktung zur Verfügung gestellte Energiemenge Schwankungen unterliegen kann. Sie ist nicht nur wetter- bzw. tageszeitbedingt, sondern wird auch durch das oft prioritär auf die Eigenversorgung optimierte Betriebskonzept verursacht. Das innovative EE-Stromveräußerungskonzept kann einen Beitrag zum BEK 2030 leisten, wonach bspw. möglichst schnell ein Viertel der Berliner Stromversorgung durch Solarenergie gedeckt werden soll. Dabei soll insbesondere die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand gestärkt werden, indem bis spätestens 2030 möglichst alle geeigneten landeseigenen Dachflächen einer solaren Nutzung zugeführt werden. Bis Ende 2018 sind alle Dachflächen öffentlicher Gebäude auf ihre Eignung zur Installation von Solaranlagen zu überprüfen.

c) Biomasse

(1) Zubauentwicklung

Die **installierte Leistung** aus Biomasse und Gasen (EEG und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klär- und Deponiegas) betrug Ende 2017 etwa 8 GW_{el} zzgl. ca. 167 MW_{el} Grubengas. Davon entfallen auf **Brandenburg 421 MW** bzw. 522 Anlagen und **46 MW** bzw. 92 Anlagen in **Berlin**.

Der Leistungszubau von Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen lag 2017 bei 286 MW_{el}, durch rd. 16 MW_{el} aus Neuanlagen und 270 MW_{el} durch Leistungserweiterungen aufgrund von Flexibilisierungsmaßnahmen. Biomasseanlagen, die biogene Festbrennstoffe einsetzen wurden 2017 nur vereinzelt hinzugebaut (ca. 2 MW_{el}). Ebenso gab es keinen Zubau von Anlagen, welche flüssige Biomasse nutzen (Rückgang von 3 MW_{el} zu 2016).

Die **Bruttostromerzeugung** aus Biomasse und Gasen (EEG und Nicht-EEG-Anlagen, inkl. Klär- und Deponiegas sowie inkl. Anteil biogener Abfälle in Abfallverbrennungsanlagen) betrug Ende 2017 ca. 51,4 TWh_{el} zzgl. ca. 1 TWh_{el} aus Grubengas.

(2) Mittlere Stromgestehungskosten

Bei der Angabe der mittleren SGK (Stand Ende 2017) ist zwischen Neu- und Altanlagen und den verschiedenen Anlagentypen zu differenzieren. Für ausgewählte Modellanlagen ergeben sich folgende wärmeerlösbereinigte Stromgestehungskosten. Je nach individuellen Bedingungen in Bezug auf Standort, Wärmeerlöse, Substratbeschaffungskosten etc. kommt es z. T. zu relevanten Abweichungen ggü. dem angegebenen Werten.

- Neuanlagen:
 - Biogas: 26,32 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen, 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen, 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen
 - Feste Biomasse: 19,4 ct/kWh_{el} für Biomassevergasung mit BHKW, 15,17 ct/kWh_{el} für ein Biomasse-Heizkraftwerk, 6,83 ct/kWh_{el} für ein Altholzheizkraftwerk
- Bestandsanlagen: 17,53 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen, 17,86 ct/kWh_{el} auf 600 kW_{el} flexibilisierte NawaRo-Anlage, 22,58-23,35 ct/kWh_{el} für 300 kW_{el}, 10,29 ct/kWh_{el} für die Abfall-Biogasanlage

Auf einen Blick

Entwicklung Ende 2017

- Rd. 8 GW_{el} Gesamtanlagenbestand zzgl. ca. 167 MW_{el} Grubengas
 - Rd. Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen bei 286 MW_{el}, davon rd. 16 MW_{el} durch Neuanlagen und 270 MW_{el} durch Leistungserweiterungen
 - davon in Brandenburg 421 MW bzw. 522 Anlagen und 46 MW bzw. 92 Anlagen in Berlin
- Erzeugte Strommenge: Ca. 51,4 TWh_{el} zzgl. ca. 1 TWh_{el} aus Grubengas
- Mittlere Stromgestehungskosten – Neuanlagen (Inbetriebnahme bis Ende 2017):
 - Biogas: 26,32 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen, 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen, 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen
 - Feste Biomasse: 19,4 ct/kWh_{el} für Biomassevergasung mit Blockheizkraftwerk (BHKW), 15,17 ct/kWh_{el} für ein Biomasse-Heizkraftwerk, 6,83 ct/kWh_{el} für ein Altholzheizkraftwerk
- Mittlere Stromgestehungskosten – Bestandsanlagen:
 - 17,53 ct/kWh_{el} für Kleingülle-Biogasanlagen
 - 17,86 ct/kWh_{el} auf 600 kW_{el} flexibilisierte NawaRo-Anlage
 - 22,58-23,35 ct/kWh_{el} für 300 kW_{el}
 - 10,29 ct/kWh_{el} für die Abfall-Biogasanlage

Bei den ausgewiesenen Stromgestehungskosten wird unterschieden zwischen den Stromgestehungskosten vor und nach einer Verrechnung mit möglichen Wärmeerlösen. Werden die Wärmeerlöse berücksichtigt, ergeben sich Stromgestehungskosten von 26,32 ct/kWh_{el} für die Kleingülle-Biogasanlagen, 21,41 ct/kWh_{el} für NawaRo-Biogasanlagen sowie 18,08 ct/kWh_{el} für Abfallbiogasanlagen. Für Festbrennstoffanlagen für Biomassevergasung mit BHKW ergeben sich Stromgestehungskosten von 19,40 ct/kWh_{el}, für Biomasse-Heizkraftwerke 15,17 ct/kWh_{el} und beim Altholz-Heizkraftwerk 6,83 ct/kWh_{el}.

Nach der Stromgestehungskostenberechnung für Bestandsanlagen betragen die wärmeerlösbereinigten Stromgestehungskosten der „Gülle-BGA B“ 17,53 ct/kWh_{el}. Bei Berücksichtigung der Wärmeerlöse für die bereits auf 600 kW_{el} flexibilisierten NawaRo-Bestandsbiogasanlage betragen sie 17,86 ct/kWh_{el} und bei der 300 kW_{el} NawaRo-Anlage mit reduzierter Bemessungsleistung 23,35 ct/kWh_{el} ohne und 22,58 ct/kWh_{el} mit angenommener optimierter Substratnutzung. Für die Abfallbiogasanlage ergeben sich kumulierte Stromgestehungskosten von 10,29 ct/kWh. Bestandsabfallbiogasanlagen haben deshalb im Ausschreibungssystem gute Chancen auf einen Zuschlag für eine Anschlussförderung. Für Betreiber von Bestands-NawaRo-Biogasanlagen wird dies voraussichtlich nur unter attraktiveren Bedingungen in Bezug auf Standort, Substratkosten und Wärmeerlöse möglich sein.

2. EEG-Fördermechanismen: Von welcher Förderung profitieren u. a. Wind an Land, Solar und Biomasse?

In Deutschland setzt das EEG als das zentrale Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen die wesentlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für eine regionale Grünstromvermarktung. Bekanntestes Förderinstrument dürften die EEG-Zahlungsansprüche sein, die für je eine Kilowattstunde eingespeisten EE-Stroms geltend gemacht werden können. Daneben sind der privilegierte Netzanschluss, der Einspeisevorrang und der Erstattungsanspruch im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen nicht zu vernachlässigende Privilegien, die die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorantreiben sollen. Dieses Kapitel gibt hierzu einen Überblick.

Auf einen Blick

Ansprüche des EE-Anlagenbetreibers gehen auf:

- Privilegierten Netzanschluss, § 8 EEG 2017
- Netzkapazitätserweiterung, § 12 EEG 2017
- Einspeisevorrang, § 11 EEG 2017
- Härtefallregelung, § 15 EEG 2017
- Zahlungsansprüche, § 19 EEG 2017

a) Privilegierter Netzanschluss

In § 8 EEG 2017 wird speziell und abweichend vom allgemeinen § 17 EnWG festgelegt, dass der Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas grundsätzlich unverzüglich vorrangig an sein Netz anschließen muss. Die Regelung zum privilegierten oder vorrangigen Netzanschluss für Elektrizität aus erneuerbaren Energien geht auf Art. 16 Abs. 2b Alt. 1 RL 2009/28/EG zurück. Der Anspruch nach § 8 EEG 2017 ist nahezu uneingeschränkt und besteht auch dann, wenn das Netz optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss, § 12 EEG 2017. Die Anschlussverpflichtung ergibt sich in Bezug auf den sog. Verknüpfungspunkt und räumt dem Anlagenbetreiber dementsprechend an diesem Punkt einen gesetzlichen Anspruch auf Anschluss seiner EE-Anlage ein. Das Abstellen auf den Netzverknüpfungspunkt bestimmt den Netzbetreiber, gegen den sich der Anspruch richtet. Die Kosten für den Anschluss der EE-Anlage am Verknüpfungspunkt sowie für die erforderlichen Messeinrichtungen trägt der Anlagenbetreiber (§ 16 EEG 2017). Die Kosten für die Optimierung und Verstärkung des Netzes sowie dessen Ausbau trägt der Netzbetreiber (§ 17 EEG 2017). Wo die Grenze zwischen Anschluss- und Netzkapazitätserweiterung liegt, ist im Einzelfall umstritten.

b) Einspeisevorrang

Gem. § 11 EEG 2017 müssen Netzbetreiber grundsätzlich, vorbehaltlich des Erfordernisses von Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 14 EEG 2017, die gesamte erzeugte EE-Strommenge abnehmen. Der deutsche Gesetzgeber setzt mit der Vorschrift Art. 16 Abs. 2c rL 2009/28/EG um. Der Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen dient der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Gesamtsystem und folgt damit den Vorgaben des allgemeinen § 1 Abs. 1 und 2 EEG 2017. Außerdem sollen die Marktzutrittsschranken für die EE-Anlagenbetreiber verringert werden.

c) Einspeisemanagementmaßnahmen

Im Falle der Netzüberlastung dürfen Netzbetreiber EE-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen regeln, § 14 EEG 2017. Einspeisemanagementmaßnahmen bei EE-Anlagen gem. § 14 EEG 2017 stellen mithin eine Ausnahme von der vorrangigen Abnahmepflicht gem. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 dar und dienen der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit und -stabilität. Das Einspeisemanagement steht damit im Spannungsverhältnis zwischen möglichst vollständiger Einspeisung des EE-Stroms und der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs. Werden Einspeisemanagementmaßnahmen ergriffen, löst das grundsätzlich eine verschuldensunabhängige Entschädigungspflicht des Netzbetreibers gem. § 15 Abs. 1 EEG 2017 aus. Die Härtefallregelung soll eine Verringerung des Investitionsrisikos beim EE-Anlagenbetreiber bewirken.

Gem. § 15 Abs. 1 EEG 2017 muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die gem. § 14 Abs. 1 EEG 2017 geregelte Anlage angeschlossen ist, dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung in der Größenordnung von 95 bis 100 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen für die Einspeisung bezahlen. § 15 EEG 2017 ist eine Spezialvorschrift zu § 13 Abs. 4 EnWG, der im Falle einer Anlagenregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG eine Erstattung von Vermögensschäden ausschließt. War die Einspeisemanagementmaßnahme erforderlich und nicht vom Netzbetreiber verschuldet, kann dieser wiederum versuchen, die Entschädigungszahlung in seinen Netzentgelten in Ansatz zu bringen, § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017. Dann werden die Kosten aus der Entschädigungszahlung von den Netznutzern mittels einer Wälzung über die Netzentgelte getragen, was regelmäßig der Fall sein dürfte.

d) EEG-Veräußerungsformen: Wie kann EE-Strom unter dem EEG eigentlich veräußert werden?

Das EEG sieht für die Veräußerung von EE-Strom bestimmte Wege vor. Das Konzept eines Grünstromlieferanten wird davon beeinflusst, wie die EE-Anlagenbetreiber den EE-Strom veräußern (dürfen). Die rechtlichen Rahmenbedingungen der EE-Stromveräußerung im EEG werden im Folgenden überblicksartig dargestellt. Sie sollen eine Einschätzung insbesondere dazu erlauben, auf welche Art und Weise EE-Strommengen je Energieträger gegenwärtig überwiegend veräußert werden. Dies kann Rückschlüsse darauf zulassen, welche Anreize gesetzt werden müssten, um die Anlagenbetreiber in eine innovative Veräußerungsform zu locken und das Anlagenpotenzial zu erschließen. Außerdem wird der Gestaltungsspielraum abgesteckt, der bei der Erarbeitung eines EE-Stromveräußerungskonzepts besteht und genutzt werden kann.

Das EEG 2017 sieht für die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien vier Veräußerungsformen in § 21b Abs. 1 Nr. 1 bis 4 EEG 2017 vor: die geförderte (Nr. 1) und sonstige (Nr. 4) Direktvermarktung, die Einspeisevergütung (Nr. 2) und den Mieterstromzuschlag (Nr. 3). Mit Ausnahme des Mieterstromzuschlags setzen alle EEG-Veräußerungsformen des EEG die Einspeisung des EE-Stroms in das allgemeine Netz der Versorgung voraus. Im Zeitpunkt der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung verliert der EE-Strom seine physikalisch grüne Eigenschaft. Infolge der Durchmischung wird er vom Energiewirtschaftsrecht, das generell bei der Berücksichtigung von „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ auf physikalische EE-Strommengen abstellt, grundsätzlich als „grau“ behandelt. Netzstrombezug ist deshalb im Regelfall kein energiewirtschaftsrechtlich berücksichtigungsfähiger (anteiliger) Bezug von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Der Wechsel zwischen den Veräußerungsformen i. S. d. § 21b Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ist grundsätzlich nur zum ersten Kalendertag eines Monats zulässig, § 20 Abs. 1 S. 2 EEG 2017. Der Strom darf prozentual auf die Veräußerungsformen verteilt

Auf einen Blick

EE-Stromvermarktung:

- Gesamtkapazität wird zu 65 % (April 2018) direktvermarktet.
- Direktvermarktete Strommenge: Insgesamt wurden in 2017 (vorl. geschätzt) 142.180 GWh direktvermarktet
 - Gefördert direktvermarktet, April 2018: 70.390 MW:
Problem: Risiko steigender Erlöseinbußen durch zunehmend auftretende Negativpreissituationen (§ 51 EEG 2017)
P: Zuschlags- und Preisrisiko ist für Anlagen im Ausschreibungssystem gestiegen.
Ausfallvergütung spielt eine untergeordnete Rolle.
Im Dezember 2017 nutzten sie bspw. fünf Wind- und 87 Solaranlagen mit insgesamt 37 MW
 - Sonstig direktvermarktet wurde im April 2018 eine Kapazität von 95 MW
- Direktvermarktete Kapazität nahm spartenübergreifend stetig zu.
- Die durch die ÜNB vermarktete Strommenge nahm in 2017 aufgrund der Zunahme von Solaranlagen des Leistungssegments bis 100 kW zu.
- Der Mieterstromzuschlag ist Ende 2017 vergleichsweise unbedeutend: angemeldet wurden 1,2 MW

EEG-Veräußerungsformen nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 als Anknüpfungspunkt eines EE-Stromveräußerungskonzepts:

- Kombinationen der EEG-Veräußerungsform mit Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Vergütung) bieten sich eher nicht an
 - Drohender Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot
 - Kaum Gestaltungsspielraum aufgrund enger Tatbestandsvoraussetzungen
- Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist grundsätzlich zeitlich eingeschränkt möglich.
- EEG-Veräußerungsformen setzen die Einspeisung des EE-Stroms in das allgemeine Netz der Versorgung voraus (Ausnahme: Mieterstrom); mit Einspeisung verliert der EE-Strom seine „grüne“ Qualität. „Grün“ kann aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht nur physikalisch „grüner“ Strom sein.

werden, sofern die prozentuale Zuordnung messtechnisch zuverlässig nachvollziehbar bleibt. Ausgenommen von der Möglichkeit zur Quotelung ist die und der Mieterstromzuschlag, § 20 Abs. 2 EEG 2017. Ohne besondere zeitliche Einschränkungen darf der Strom gem. § 20 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017 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 und keine Mieterstromkonstellation i. S. d. § 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 vorliegt.

Zwecks Verbesserung der Marktintegration soll der Strom aus erneuerbaren Energien gem. § 2 Abs. 2 EEG 2017 direktvermarktet³⁸ werden. Der Vermarktungsanteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung steigt dem gesetzgeberischen Willen entsprechend kontinuierlich an (vgl. Abbildung 15). Mittlerweile (Stand Dezember 2017) werden insgesamt ca. 65 % der EEG-förderfähigen installierten Leistung direktvermarktet. Im Januar 2018 zeigt sich ein kleiner Abwärtstrend bei Wind an Land, der mit dem Ausscheiden älterer Anlagen erklärt werden kann. In den Folgemonaten wurde dies allerdings überkompensiert.

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.

(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“). 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.

Exkurs: Bilanzkreise

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. In Deutschland gibt es vier Regelzonen, die von den ÜNB verwaltet werden und dem sog. Netzregelverbands untergeordnet sind. Innerhalb einer Regelzone 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 viertelstundenscharfe Leistungsbilanz über Einspeisung und Entnahme wahr (vgl. Bilanzkreisvertragsmuster der BNetzA). Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise erfolgt durch die Erstellung von Fahrplänen, die von den Bilanzkreisverantwortlichen an den jeweiligen regelzonenverantwortlichen ÜNB zu melden sind. Spezialgesetzlich werden im EEG ergänzend sog. sortenreine Bilanzkreise als Anspruchsvoraussetzung auf die Marktprämie geregelt. Gem. § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 besteht der Anspruch auf die Marktprämie insbesondere nur dann, 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-gefördertem 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.

³⁸ Die Vermarktung/Veräußerung setzt einen schuldrechtlichen Übertragungsvorgang voraus. Dabei kommt es lediglich darauf an, dass der eingespeiste Strom dem Leistungsempfänger auf Grundlage einer vertraglichen Einigung zwischen Anlagenbetreiber und Leistungsempfänger geliefert wird. Energiewirtschaftliche Voraussetzung ist somit die Zuordnung der Einspeisestelle der betroffenen EEG-Anlage zum Bilanzkreis des Leistungsempfängers. In Deutschland gibt es vier Regelzonen, die von den ÜNB verwaltet werden und dem sog. Netzregelverbands untergeordnet sind.

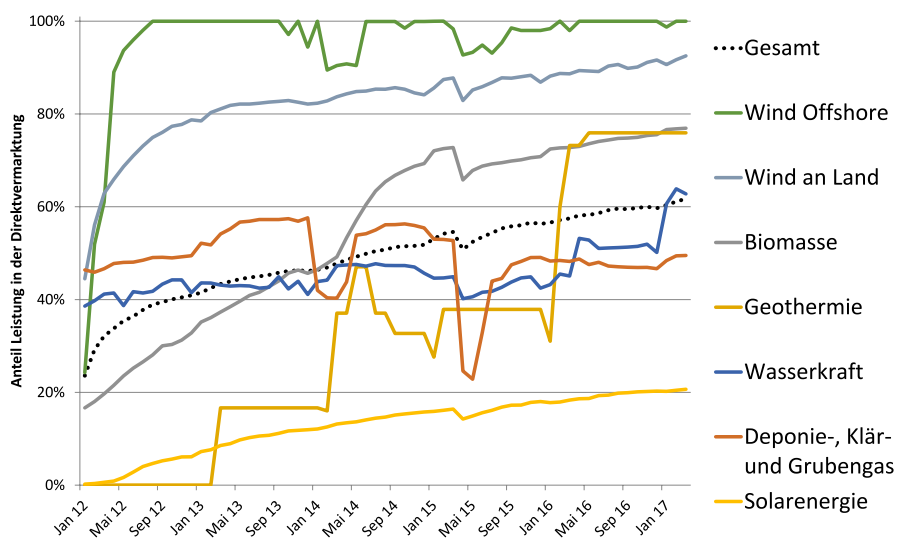


Abbildung 15: Anteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung (geförderte und sonstige Direktvermarktung) nach erneuerbaren Energietechnologien von 2012 bis April 2018.

Quelle: Fraunhofer ISI et al., Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien, März 2018.

Im April 2018 wurde die Marktprämie für 70.390 MW beansprucht, wovon der größte Teil mit 48.006 MW aus Windenergie an Land stammt. Die installierte Leistung in der geförderten Direktvermarktung im April 2018 insgesamt und die Zuwächse im vierten Quartal 2017 und April 2018 werden spartenspezifisch in Tabelle 3 dargestellt.

In MW	Marktprämie April 2018	Installierte Leistung Februar 2018	Zuwachs Marktprämie 4. Quartal 2017	Zuwachs Marktprämie 2018
Wasserkraft	736	1.547 (nur EEG)	-31	50
Deponie-, Klär- und Grubengas	253	491	0	0
Biomasse	5.617	7.568	48	162
Geothermie	30	40	0	0
Wind an Land	48.006	50.738	1.559	1.375
Wind Offshore	5.377	5.377	354	112
Solarenergie	10.371	43.405	356	592
Summe	70.390	109.166	2.286	2.291

Tabelle 3: Status Quo der Leistungen (MW) in der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie sowie Zuwächse bis April 2018.

Daten: netztransparenz.de, BNetzA (SMARD.de) Quelle: Quartalsbericht, Monitoring der Direktvermarktung 3/2018.

Damit eine kosteneffiziente Förderung der EE-Stromerzeugung sichergestellt werden kann, ist die Höhe des anzulegenden Werts nicht statisch. Für Strom aus Anlagen, für die der gesetzlich anzulegende Wert greift, sieht das EEG eine kontinuierliche Degression des anzulegenden Werts vor: Seit dem 1. Oktober 2017 erfolgt sie bspw. für Wind an Land nicht mehr monatlich, sondern quartalsweise. Im Ausschreibungssystem hat der Gesetzgeber degressive Gebotshöchstwerte vorgesehen. Das Gebotsverhalten zeigt: Gebote wurden bisher insbesondere unter Berücksichtigung der antizipierten Preis- und Technologieentwicklung bis zum Realisierungszeitpunkt mit möglichst geringem Wert abgegeben, um die Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erhöhen, sodass sich der anzulegende Wert infolge dessen weiter nach unten entwickelte. Die Teilnehmer werden also u. a. einem Zuschlags- und Preisrisiko ausgesetzt. Realisiert sich das Preisrisiko, kann die Realisierungsrate darunter leiden. Allgemein würde das Erreichen der EE-Zubauziele gefährdet. Aus Sicht der Bieter droht dann die Zahlung von Pönalen. Da sich diese Studie auf die Betrachtung der Sparten Wind an Land, Solar und Biomasse beschränkt, erfolgen die anschließenden Ausführungen zu den Ausschreibungsergebnissen zu diesen drei Energieträgern.

Gebotstermin	Ausgeschriebene Menge [MW]	Eingereichte Gebote [Anzahl]	Eingereichte Gebotsmenge [MW]	Zuschläge [Anzahl]	Zuschlagsmenge [MW]	Gebotsausschlüsse	Gebotsausschlussmenge [MW]	durchschnittl. Mengengewichteter Zuschlagswert [ct/kWh]	Höchstwert [ct/kWh]	Anteil BEG an zugeschlagener Menge (MW)
Mai 2017	800	256	2.137	70	807	12	61	5,71	7,00	96 %
Aug. 2017	1000	281	2.927	67	1.013	14	103	4,28	7,00	95 %
Nov. 2017	1000	210	2.591	61	1.000	15	172	3,82	7,00	99 %
Feb. 2018	700	132	989	83	709	2	16	4,73	6,30	-
Mai 2018	670	111	604	111	604	0	0	5,73	6,30	-
Aug. 2018	670							6,16	6,30	

Table 4: Ausschreibungsergebnisse der Wind an Land-Ausschreibungsrunden Mai 2017 bis Mai 2018 und teilweise August 2018.

Quelle: BNetzA 2018.

Gebotstermin	Preismechanismus	Ausgeschriebene Menge [MW]	Eingereichte Gebote [Anzahl]	Eingereichte Gebotsmenge [MW]	Zuschläge [Anzahl]	Zuschlagsmenge [MW]	Gebotsausschlüsse	Gebotsausschlussmenge [MW]	durchschnittl. Förderhöhe [ct/kWh]	Höchstwert [ct/kWh]	Frist zu Inbetriebnahme ohne Fördersatzreduktion	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)
Apr. 2015	Pay-as-bid	150	170	715	25	157	37	144	9,17	11,29	30.11.2016	06.05.2017
Aug. 2015	Uniform Pricing	150	136	558	33	159	15	33	8,49	11,18	28.02.2017	20.08.2017
Dez. 2015	Uniform Pricing	200	127	562	43	204	13	33	8,00	11,09	30.06.2017	18.12.2017
Apr. 2016	Pay-as-bid	125	108	539	21	128	16	57	7,41	11,09	31.10.2017	18.04.2018
Aug. 2016	Pay-as-bid	125	62	311	22	118	9	46	7,25	11,09	28.02.2018	12.08.2018
Dez. 2016	Pay-as-bid	160	76	423	27	163	5	19	6,90	11,09	30.06.2018	15.12.2018
Feb. 2017	Pay-as-bid	200	97	488	38	200	9	27	6,58	8,91	31.08.2018	15.02.2019
Jun. 2017	Pay-as-bid	200	133	646	32	201	17	56	5,66	8,91	31.12.2018	21.06.2019
Okt. 2017	Pay-as-bid	200	110	754	20	222	6	20	4,91	8,84	30.04.2018	31.10.2019
Feb. 2018	Pay-as-bid	200	79	546	24	201	16	67	4,33	8,84		
Jun. 2018	Pay-as-bid	183	59	360	28	184	1	5,5	4,59	8,84		

Table 5: Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Juni 2018.

Quelle: BNetzA 2018.

Gebotsstermin	Ausgeschriebene Menge [MW]	Eingereichte Gebote Neuanlagen [Anzahl]	Eingereichte Gebote Bestandsanlagen [Anzahl]	Eingereichte Gebotsmenge Neuanlagen [MW]	Eingereichte Gebotsmenge Bestandsanlagen [MW]	Zuschläge Neuanlagen [Anzahl]	Zuschläge Bestandsanlagen [Anzahl]	Zuschlagsmenge Neuanlagen [MW]	Zuschlagsmenge Bestandsanlagen [MW]	Gebotsausschlüsse insgesamt	Gebotsausschlussmenge insgesamt [MW]	durchschnittl. Mengengewichteter Zuschlagswert [ct/kWh]	Höchstwert Neuanlagen [ct/kWh]	Höchstwert Bestandsanlagen [ct/kWh]
Sept. 2017	122	10	23	13,5	27,4	4	20	6,1	21,4	9	13,4	14,3	14,88	16,90
Sept. 2018	226											14,73	14,73	16,73

Tabelle 6: Ausschreibungsergebnisse der Biomasse-Ausschreibungsrunde September 2017 und teilweise September 2018.
Quelle: BNetzA 2017.

Die **Ausschreibungsergebnisse für Wind an Land** (Tabelle 4) für das Jahr 2017 legen nahe, dass die Erwartung des Gesetzgebers an die Gebote sich erfüllt hat. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert hat sich von 5,71 ct/kWh (Mai 2017) auf 3,82 ct/kWh (Oktober 2017) verringert. Der Anstieg auf 4,73 ct/kWh in der Ausschreibungsrunde Februar 2018 ist darauf zurückzuführen, dass wesentliche Privilegierungsvorschriften für Bürgerenergiegesellschaften (BEG)³⁹ unanwendbar waren, § 104 Abs. 8 EEG 2017. In diese Gebote sind beispielsweise infolge der allgemein geltenden regulären 30-monatigen Realisierungsfrist andere Erwartungen der Teilnehmer an die Preis- und Technologieentwicklung eingeflossen. Zu beachten ist, dass die einzelnen Gebotswerte bei der Sparte Wind an Land im Falle der Bezuschlagung für eine standortgüteunabhängige gleichmäßige Förderung durch einen Korrekturfaktor an die individuelle Standortssituation vor Ort angepasst werden. Der Gebotswert entspricht mithin nicht zwingend der letztlichen Förderhöhe. Ob sich im Vergleich zum anzulegenden Wert, der sich im Zeitpunkt der Anlagenrealisierung aus der gesetzlich festgelegten Degression ergeben hätte, das Ausschreibungssystem als kosteneffizienter erweist, kann diskutiert werden. Gegenwärtig kann die Frage nicht abschließend beantwortet werden.

Die **Ausschreibungsergebnisse für Solar** zeigen ein vergleichbares Bild (Tabelle 5). Auch hier hat sich die durchschnittliche Zuschlagshöhe im Zeitverlauf kontinuierlich reduziert.

Die Ausschreibungsergebnisse der ersten jährlich stattfindenden **Biomasseausschreibung** im September 2017 (Tabelle 6) deuten eine Entwicklung des anzulegenden Werts an, die nicht mit der bei Wind an Land und Solar vergleichbar ist. Die Ausschreibung war deutlich unterzeichnet. Mangels Wettbewerb haben die Akteure strategisch quasi durchgängig am (individuellen) Höchstwert geboten. Erfolgreiche Neuanlagen, die ab Zuschlagsbekanntgabe binnen 18 Monaten in Betrieb genommen werden sollen, sind die Ausnahme in der Ausschreibung.

Fraglich ist, ob die in den Ausschreibungen bezuschlagten Projekte künftig realisiert werden. Die **Realisierungsrate** kann gegenwärtig nur für Solaranlagen, die in 2015 bezuschlagt wurden, berücksichtigt werden, da für die übrigen Solar-, Wind- und Biomasseanlagen die jeweiligen Realisierungsfristen noch nicht abgelaufen sind. Die mittlere Realisierungsquote liegt bei Solar bei sehr hohen 94 %. In Abhängigkeit zum abnehmenden Zuschlagspreisniveau (besonders stark in 2017) sinken allerdings die Erwartungen der in einer Umfrage befragten Branchenakteure an die Realisierungsrate.⁴⁰

Die Ausschreibungen für Wind an Land und Solar sind bisher durch einen intensiven Wettbewerb geprägt gewesen. Die kontinuierlich sinkenden Gebotshöchstwerte und das im Mittel sinkende Gebots- respektive Zuschlagspreisniveau zwecks Minderung des Zuschlagsrisikos, könnten bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen dazu führen, dass die Vorhaben nicht kostendeckend realisiert werden (Stichwort Preisrisiko) oder die Realisierungsrate darunter leidet und der Zubau gefährdet würde. Die Möglichkeit zur Erwirtschaftung von Mehrerlösen am Markt könnte für die bezuschlagten Projekte mit erhöhtem Preisrisiko interessant sein. Eine innovative EE-Stromveräußerungsform könnte vor diesem Hintergrund auf Nachfrage stoßen.

³⁹ Unanwendbar waren: der Verzicht auf die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung bei Gebotsabgabe und die uniform Pricing -Regelung sowie die verlängerte Realisierungsfrist von 54 Monaten.

⁴⁰ ZSW und Bosch & Partner . „Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IIc): Solare Strahlungsenergie.“ Stuttgart, Hannover, 2018.

(2) Ausfallvergütung

Die Ausfallvergütung greift, wenn die 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. Im April 2018 waren EE-Anlagen mit ca. 95 MW in der Ausfallvergütung: 13 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 41 MW sowie 112 PV-Anlagen mit einer Leistung von 52 MW. Die Steigerung im Vergleich zu Dezember 2017 entspricht ca. 50 %. In Relation zur insgesamt gefördert direktvermarkteten Leistung ist der Wert allerdings gering.

(3) Entfallen des EEG-Zahlungsanspruchs in Negativpreissituationen

Gefördert direktvermarktete (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. Durch die Regelung sind mittlerweile mehr als 10.000 MW Wind- und PV-Leistung von Vergütungsausfällen durch § 51 EEG 2017 betroffen (Stand Februar 2018). Das mittlerweile ganzjährige Auftreten von negativen Preissituationen deutet darauf hin, dass neben der Windenergie auch die Solarenergie von Einfluss ist. Im Vergleich zum Zubaufortschritt steigt die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen moderat. Die künftigen Auswirkungen der Regelung auf die Jahreserlöse von verschiedenen Windanlagen an Land und Solaranlagen sind für den Einzelfall kaum zu prognostizieren. Der Ausfall konnte im Jahr 2017 2-3 % der Jahreserlöse ausmachen. Die hiermit einhergehende Ungewissheit kann von Einfluss auf die Finanzierungskosten für neue Anlagen sein. Die innovative EE-Stromveräußerungsform könnte an einer Minderung dieses Erlösrisikos der EE-Anlagenbetreiber ansetzen.

(4) 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 Anlagen der Leistungsklassen zwischen 250 und 2.000 kW.

Der Spielraum für die Produktgestaltung für EE-Stromvermarktungskonzepte ist in dieser relativ wenig reglementierten Veräußerungsform für EE-Strom vergleichsweise groß. Zudem bleibt die „grüne“ Eigenschaft EEG-förderseitig unberücksichtigt, sodass mangels drohenden Verstoßes gegen das Doppelvermarktungsverbot für eine EE-Strommenge die Verwendung von Herkunftsnachweisen zulässig ist.⁴¹ Diese Nachweise dienen der Verbraucherinformation und können ihres Informationsgehalts (s. Kapitel 5, insb. S. 77) entsprechend beispielsweise zur Produktinformation bzw. -bewerbung genutzt werden. Es ist auch denkbar, privatautonom eine „grüne“ Eigenschaft zu begründen, um das Grünstromprodukt für die Kommunikation mit den zu beliefernden Kunden weiter auszugestalten.

Einem hier aufsetzenden innovativen Grünstromvermarktungskonzept müsste es allerdings gelingen, das Minus aus der nicht beanspruchten EEG-Zahlung letztlich am Markt auszugleichen, damit die Anlagenbetreiber Anlass dafür haben, aus den EEG-Veräußerungsformen mit EEG-Zahlungsanspruch heraus zu wechseln. Anlass für eine gesteigerte Nachfrage könnte eine energiewirtschaftsrechtliche Berücksichtigung einer zuverlässig nachweislich „grünen“ Eigenschaft bilanzieller Grünstrommengen, die in dieser Veräußerungsform geliefert werden, sein. Das würde allerdings eine Anpassung des Rechtsrahmens erforderlich machen.

(5) 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 der geförderten Direktvermarktung. Diese Reduktion trägt dem Umstand Rechnung, dass bei der Realisierung dieses EEG-Zahlungsanspruches keine Direktvermarktungskosten anfallen. Die Vermarktung erfolgt in dieser Veräußerungsform durch die ÜNB.

Im Jahr 2017 ist die durch die ÜNB vermarktete Strommenge im Vergleich zu 2016 auf insgesamt 45.334 GWh gestiegen. Der Anstieg ist unter anderem auf den Zubau von Anlagen kleiner Leistungssegmente zurückzuführen. Die EEG-Einspeisevergütung bietet sich nach hiesiger Ansicht weniger als Anknüpfungspunkt für innovative Grünstromvermarktungskonzepte an. Die Vor-

41 Siehe Abschnitt 5, S. 77, Kennzeichnung mit Herkunftsnachweisen, § 79 EEG 2017.

schriften sind restriktiv und eröffnen wenig Handlungsspielraum; zumal der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Strom so überlassen muss - und insoweit Befugnisse verliert - dass der Netzbetreiber die Pflicht zur kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe des EE-Stroms erfüllt. Außerdem läuft dieses EEG-Förderkonzept für Anlagen mit relevanter Nennleistung sukzessive aus.

(6) 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. Es handelt sich um den einzigen EEG-Zahlungsanspruch, der keine Einspeisung des EE-Stroms in das allgemeine Netz voraussetzt. 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.

Diese Veräußerungsform könnte für ein innovatives Grünstromvermarktungskonzept nutzbar sein. Der Strom muss insbesondere an die Letztverbraucher im (Wohn-)Gebäude geliefert und von diesen verbraucht werden. Strom, der nicht an die Mieter geliefert werden kann, darf zwar EEG-gefördert in das Netz eingespeist werden (§ 21b Abs. 1 S. 3 EEG 2017). Da die höchstens zulässige Anlagenkapazität allerdings 100 kW nicht überschreiten darf, dürfte die zur Einspeisung in das allgemeine Netz nutzbare Strommenge von überschaubarem Umfang sein. Möglicherweise können sich Geschäftsmodelle für Grünstromlieferanten ergeben, wenn es sich aus Sicht des Anlagenbetreibers als günstig erweist, die Abwicklung der Belieferung der Mieter und die Vermarktung der übrigen Strommengen über das Netz dem Grünstromlieferanten zu überlassen.

(7) Zwischenfazit

Es lässt sich abschließend feststellen, dass sich in der Direktvermarktung in 2018 der überwiegende Anteil der installierten Leistung aus EE-Anlagen befindet. Bisher hat der Anteil letztlich stetig zugenommen. Bei im Wesentlichen gleichbleibenden Rahmenbedingungen dürfte sich der Trend zur Direktvermarktung in Zukunft fortsetzen. Die Direktvermarktung hat eine zunehmende Steuerbarkeit des Kraftwerksparks zur Folge. Die Anlagenbetreiber übernehmen für diese Anlagen Bilanzkreisverantwortung. Die direktvermarktete installierte Leistung wird überwiegend - bei Wind an Land fast vollständig - gefördert direktvermarktet. Diese Veräußerungsform bindet mithin das meiste Potenzial, das mit einer innovativen EE-Stromveräußerungsform erschlossen werden sollte.

Für die Entwicklung eines Geschäftsmodells, das eine auf die Erwirtschaftung von Mehrerlösen am Markt ausgerichtete EE-Stromveräußerung vorsieht, ergibt sich folgende Ausgangssituation: Ein Aufsetzen auf der geförderten Direktvermarktung bietet sich nicht an. Die besonderen Voraussetzungen des Marktprämienanspruchs sind vergleichsweise umfangreich, sodass der Spielraum für innovative Konzepte entsprechend eng ist. Insbesondere zur Vermeidung von Konflikten durch Überförderung sollte das Produktgestaltungskonzept nicht an der geförderten Direktvermarktung anknüpfen.

Ein aus Sicht des EEG systemfreundliches innovatives Grünstromvermarktungskonzept sollte im aktuellen Rechtsrahmen an der sonstigen Direktvermarktung anknüpfen. Die Nutzung von Herkunftsnachweisen (vgl. Seite 89 ff.) ist grundsätzlich zulässig. Beim Wechsel zwischen den Veräußerungsformen ist die zeitliche Einschränkung beachtlich, was Einfluss auf Flexibilitätsfunktionen des Grünstromvermarktungskonzepts haben kann. EE-Anlagenbetreiber könnten an einer EE-Stromveräußerungsform ohne EEG-Zahlungsanspruch aus folgenden Gründen Interesse haben. Aktuell scheinen besonders die drohenden Erlösausfälle in den immer zahlreicher auftretenden Negativpreissituationen das Interesse an weiteren wirtschaftlichen Erlösoptionen zu verstärken. Dem Gesetzgeber scheint dies an sich nicht verborgen geblieben zu sein. Anlagen im Ausschreibungssystem ist es nach § 27a S. 2 Nr. 4 EEG 2017 ausnahmsweise gestattet, in diesen Situationen Strom für die EEG-umlageprivilegierte Eigenversorgung zu produzieren⁴². Diese Strommengen dürften allerdings nur im Einzelfall ein spezielles Eigenversorgungskonzept stützen können. Perspektivisch könnten bezuschlagte Vorhaben außerdem durch eine sich abzeichnende Realisierung des Preisrisikos bedroht werden und das Interesse an alternativen Erlösoptionen stärken. Damit realistisch Mehrerlöse am Markt erwirtschaftet werden können, muss sich das im Wege der innovativen Veräußerungsform gelieferte Stromprodukt positiv von konventionellen Stromprodukten abheben können. Das wäre insbesondere der Fall, wenn dieses Stromprodukt energiewirtschaftsrechtlich unter bestimmten Voraussetzungen als Bezug von Strom aus erneuerbaren Energiequellen anerkannt werden würde. Dafür ist allerdings eine Anpassung des regulatorischen Rahmens, der diese Eigenschaft im Regelfall nur physikalischen Strommengen zugesteht, erforderlich.

⁴² Die Möglichkeit zur Direktlieferung wird im Ausschreibungssystem dagegen nicht eingeschränkt.

3. EE-Anlagen ab 2020: Wie sehen die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb aus?

Das EEG fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und stellt eine Betriebsbeihilfe für EE-Anlagenbetreiber dar. Sie dient dem Ausgleich der Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Markterlösen und soll auf diesem Wege die Nachteile der EE-Anlagenbetreiber im Vergleich zu Betreibern konventioneller Anlagen ausgleichen. Das EEG bezweckt mithin eine Gleich- keine Besserstellung der Marktteilnehmer.

Dies erklärt, dass die EEG-Zahlungsansprüche⁴³ für Strom aus EE-Anlagen gem. § 25 S. 1 EEG 2017 auf eine Dauer von 20 Jahren befristet sind, weil z. B. die Investitionskosten im Zeitverlauf erwirtschaftet werden und dann keinen Einfluss mehr auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. Es bleiben dann im Wesentlichen die laufenden Betriebskosten (bspw. Wartung und Reparatur, Pacht) und die Weiterbetriebskosten (Genehmigung eines Anschlussbetriebslaubnis), die dann bei einer unterstellten, den Förderzeitraum überdauernden technischen Lebensdauer der Anlagen, ohne EEG-Zahlungsanspruch gedeckt werden müssen. Das EEG ist 2000 in Kraft getreten. Die ersten Anlagen werden folglich ab Ende 2020 aus dem zeitlichen Anwendungsbereich für die EEG-Zahlungsansprüche fallen.

Für die Konzeptionierung eines Grünstromvermarktungskonzepts ist es von Interesse, von welchen EEG-Privilegien EE-Anlagen nach Ablauf des EEG-Förderzeitraums und vor Ablauf der Betriebslebensphase noch profitieren können. Besonders für Betreiber von Windenergieanlagen an Land, für die der zeitliche Anwendungsbereich der Zahlungsansprüche endet, kann das relevant sein. Fraglich ist, ob und wie der Ablauf des EEG-Förderzeitraums für Zahlungsansprüche Einfluss auf die anderen EEG-Privilegierungsmechanismen – privilegierter Netzanschluss bzw. Kapazitätserweiterung (§§ 8, 12 EEG 2017), Einspeisevorrang (§ 11 EEG 2017), Erstattungsanspruch bei Abregelung infolge von Einspeisemanagementmaßnahmen (§ 15 EEG 2017) – hat.

a) Vorrangiger Anschluss und Einspeisevorrang

Die Fortgeltung der Ansprüche auf vorrangigen Anschluss und Einspeisung sind nach 20 Betriebsjahren folgendermaßen relevant: Da die hier betrachteten EE-Anlagen bereits über einen dauerhaften Netzanschluss verfügen, stellt sich die Frage nach dem Anwendungsbereich des Anspruchs nach § 8 EEG 2017 nach Ablauf der 20 Jahre im Kontext der Instandhaltung des Anschlusses. Zudem kommt eine Steigerung der Nennleistung infolge Modernisierung in Betracht, die die Frage nach einem Anspruch auf Erweiterung der Netzkapazität⁴⁴ nach § 12 EEG 2017 aufwerfen kann. Da weiterhin EE-Strom produziert werden soll, bleibt der Anspruch auf Einspeisevorrang nach Ablauf des EEG-Förderzeitraumes unverändert relevant.

Die Ansprüche auf vorrangigen Anschluss und Einspeisung bestehen nach Ablauf des Förderzeitraumes für EEG-Zahlungsansprüche fort. Dieses Ergebnis ergibt sich im Wesentlichen daraus, dass die Ansprüche auf vorrangigen Netzanschluss und Einspeisevorrang auf **europäischen Vorgaben** (erneuerbaren Energierichtlinie 2001/77/EG, abgelöst von RiL 2009/28/EG) beruhen, die

Auf einen Blick

Zeitlicher Anwendungsbereich des EEG

- Folgende Ansprüche entfallen nach 20 Jahren:
 - EEG-Zahlungsanspruch gem. § 25 EEG 2017
 - Erstattungsanspruch infolge von Abregelungen (§ 15 EEG 2017)
- **Folgende Ansprüche gelten nach Ablauf des Förderzeitraumes fort:**
 - Vorrangiger Netzanschluss und Kapazitätserweiterung, §§ 8, 12 EEG 2017
 - Einspeisevorrang, § 11 EEG 2017

Exkurs Repowering

Das EEG 2012 definierte das Repowering von Windenergieanlagen an Land als das endgültige Ersetzen einer Windenergieanlage durch eine andere leistungsstärkere. Eine Anlage wurde danach ersetzt, wenn sie höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde.

Im Falle eines Repowering durch vollständige und endgültige Ersetzung der Anlage oder vergleichbaren Investitionen in den Austausch wesentlicher Teile der Anlage einschließlich des Generators, bei der nur einzelne, wirtschaftlich für die Gesamtanlage unbedeutende Teile bestehen bleiben, stellt sich die Frage nach der zeitlichen Geltung dieser Ansprüche nicht. Regelmäßig wird dieser Fall als vollständige Neuinbetriebnahme eingeordnet. Mit der Folge, dass es sich um eine erstmalige Inbetriebnahme der Anlagen i. S. d. § 3 Nr. 30, 1. Hs. EEG 2017 handelt, für die der EEG-Förderzeitraum erst beginnt. Grundsätzlich vorausgesetzt, dass Anlagen im Ausschreibungssystem vorab erfolgreich an Ausschreibungen teilnehmen. Der alleinige Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile stellt dagegen keine Neuinbetriebnahme dar, § 3 Nr. 30 EEG 2017.

⁴³ Regelmäßig Marktprämie, Einspeisevergütung, Mieterstromzuschlag.

⁴⁴ Eine Kapazitätserweiterung ist grundsätzlich erforderlich, wenn sie für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des erzeugten oder zu erzeugenden Stroms und damit für die Funktionsfähigkeit des vom Einspeisewilligen genutzten Netz unentbehrlich ist.

keiner zeitlichen Einschränkung unterliegen und hinter denen der nationale Gesetzgeber grundsätzlich nicht zurückbleiben kann. So heißt es in Art. 16 Abs. 2 RiL 2009/28/EG:

- „Vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen, auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien, die von den zuständigen nationalen Behörden festgelegt werden,
- a) gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilernetze in ihrem Hoheitsgebiet die **Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten**;
 - b) sehen die Mitgliedstaaten außerdem entweder einen **vorrangigen Netzzugang** oder einen garantierten Netzzugang für Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen vor.“

Betrachtet man die Systematik des EEG 2017 und die ihr zugrundeliegende historische Entwicklung zeigt sich die Umsetzung der Richtlinienvorgaben. Mit Inkrafttreten des EEG 2004 kam es zu einer Ungleichbehandlung der Ansprüche auf Netzanschlussprivileg und Abnahmevorrang auf der einen Seite sowie der EEG-Zahlungsansprüche auf der anderen Seite. Dies geschah, um das EEG mit dem weiteren Verständnis der EE-Richtlinie in Einklang zu bringen. Das EEG 2000 schrieb den „Ausschließlichkeitsgrundsatz“ bereits im Allgemeinen Teil des Gesetzes fest. Insofern wurde der sachliche Anwendungsbereich des Gesetzes insgesamt auf Strom, der in Anlagen erzeugt wird, in denen ausschließlich Erneuerbare Energien i. S. d. § 3 Nr. 3 EEG eingesetzt werden, beschränkt (§ 2 Abs. 1 EEG 2000). Die EE-Richtlinie beschränkte die Ansprüche auf Netzanschluss und Einspeisevorrang nicht auf Strom, der ausschließlich aus solchen Anlagen stammt. Sie erstrecken sich auch auf solche Anlagen, in denen auch andere Energieträger zum Einsatz kommen. Das EEG 2000 gestaltete die Anspruchsvoraussetzungen also vergleichsweise restriktiver aus.

b) § 2 Anwendungsbereich EEG 2000

- (1) Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas oder aus Biomasse im Geltungsbereich dieses Gesetzes oder in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone gewonnen wird, durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Netze für die allgemeine Versorgung betreiben (Netzbetreiber). Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Deutschen Bundestages bedarf, Vorschriften zu erlassen, welche Stoffe und technische Verfahren bei Biomasse in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallen, und welche Umweltanforderungen einzuhalten sind.

Das EEG 2004 erweiterte den Anwendungsbereich des Gesetzes durch den Verzicht auf den Ausschließlichkeitsgrundsatz in § 2 EEG 2004 im Einklang mit der EE-Richtlinie. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, in denen der **Ausschließlichkeitsgrundsatz** nicht eingehalten wird, haben seither die Ansprüche auf Netzanschluss sowie vorrangige Abnahme und Übertragung des Stroms.⁴⁵ Es besteht lediglich kein Zahlungsanspruch nach dem EEG. Die EEG-Zahlungsansprüche blieben im allgemeinen Teil des EEG fortan unerwähnt. Sie wurden in einem speziellen Abschnitt des EEG verschoben und knüpfen weiterhin an Strom an, der ausschließlich aus Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbaren Energieträger genutzt werden, stammt.⁴⁶

c) § 2 Anwendungsbereich EEG 2004

- (1) Dieses Gesetz regelt
 1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet einschließlich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (Geltungsbereich des Gesetzes) an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
 2. die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
 3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms.

⁴⁵ Lehnert/Thomas, in: Altröck/Oschmann/Theobald, 4. Aufl. 2013, EEG, § 16 Rn. 21: Hintergrund des Ausschließlichkeitsprinzips ist das System der Vergütungssätze im EEG. Danach ist die Höhe der Vergütungen so bestimmt, dass durch diese ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage gewährleistet werden soll. Die Kalkulation der Vergütungssätze beruht auf der Annahme, dass in dem gesamten Vergütungszeitraum von regelmäßig 20 Jahren ausschließlich Erneuerbare Energien eingesetzt werden. Durch den Einsatz anderer Energieträger würde daher eine Verzerrung dieser Kalkulation eintreten. Darüber hinaus sollen durch den Ausschließlichkeitsgrundsatz auch Mitnahmeeffekte für bestehende Anlagen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, vermieden werden.

⁴⁶ Lehnert/Thomas, in: Altröck/Oschmann/Theobald, 4. Aufl. 2013, EEG, § 16 Rn. 21.

Der Umfang der Ansprüche stellt sich wie folgt dar: Die Pflicht zum vorrangigen und unverzüglichen Netzanschluss der EE-Anlage gem. § 8 EEG 2017 erschöpft sich grundsätzlich nicht in der einmaligen Herstellung des Anschlusses sondern erstreckt sich auf die Herstellung einer dauerhaften Verbindung. Insofern stellt sich die Anschlusspflicht als gesetzliches **Dauerschuldverhältnis** dar.⁴⁷ Danach liegt es nahe, dass das Erlöschen des Dauerschuldverhältnisses mit dem Ende des Anlagenbetriebs zusammenfallen dürfte. Der Zugang der Anlage zum Netz muss grundsätzlich durchgehend gewährleistet werden. Die sich daraus für den Netzbetreiber ergebenden Pflichten umfassen beispielsweise das Verbot, die Anlage vom Netz zu nehmen. Überdies besteht das Gebot, dass der Anschlussverpflichtete durchgehend dafür Sorge trägt, dass zeitlich nachgelagerte Anschlüsse weiterer EE-Stromerzeugungsanlagen technisch keinen negativen Einfluss auf die bereits angeschlossenen Anlagen entfalten.

Der Austausch bestimmter Anlagenteile kann mit einer Leistungssteigerung einhergehen, die die Anpassung der Netzinfrastruktur erforderlich machen kann. Die Erweiterung der Netzkapazität wird in § 12 EEG 2017 geregelt. Danach müssen Netzbetreiber auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen. Es wird zum zeitlichen Anwendungsbereich der Vorschrift die Ansicht vertreten, dass sich aus der systematischen Stellung des § 12 EEG 2017 und im Zusammenspiel mit § 8 Abs. 4 EEG 2017 ergibt, dass der Anspruch zumindest auch nach Anschluss der Anlage und deren Inbetriebnahme geltend gemacht werden kann. Erfasst wären demnach Kapazitätserweiterungen, die infolge von Wiederinbetriebnahmen, Erweiterungen bzw. sonstige Erneuerungen der Anlage notwendig geworden sind.⁴⁸ Unter Inbezugnahme der engen Verknüpfung mit § 8 EEG 2017 dürfte sich der Anspruch ebenfalls über die gesamte Betriebsphase der Anlage erstrecken.

Auch vor dem Hintergrund des jeweiligen **Normzwecks**, der die Erreichung der politischen Energiewendeziele verfolgt, überzeugt die Fortgeltung der Ansprüche auf Netzstandhaltung bzw. -erweiterung und vorrangige Einspeisung. Hinter § 8 EEG 2017 steht in Übereinstimmung mit § 1 EEG 2017 insbesondere das Ziel, die Förderung von erneuerbaren Energien zu minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten zu erreichen, indem die Errichtung von parallelen Netzen bzw. Leitungen, die unnötige Kosten verursachen würde, vermieden werden soll.⁴⁹ Der Einspeisevorrang nach § 11 EEG 2017 ist ein maßgeblicher Mechanismus, um das Ziel der perspektivisch vollständigen Marktintegration des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen nach § 2 Abs. 1 EEG 2017 zu befördern. Als Sekundärpflicht sichert der Anspruch aus § 12 EEG 2017 auf Verstärkung der Netzkapazität die Primäransprüche Einspeisevorrang und vorrangiger Netzanschluss⁵⁰, sodass er quasi denkbare Argumentation miterfasst wird. Für den Fortbestand dieser Netzbetreiberpflichten kann auch angeführt werden, dass sie als eine **Umweltdienstleistungspflicht** der eine natürliche Monopolstellung innehabenden Netzbetreiber verstanden werden können.⁵¹ Es leuchtet nicht ein, warum diese Pflichten vor Ablauf der Anlagenlebensdauer nicht mehr von den Netzbetreibern wahrgenommen werden sollten.

d) Erstattungsanspruch gem. § 15 EEG 2017

Der in § 15 EEG 2017 speziell zu § 13 Abs. 5 EnWG geregelte Erstattungsanspruch bezweckt die Sicherung günstiger Finanzierungskosten zugunsten der EE-Anlagenbetreiber und zugleich einen effizienten Einsatz des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber. Der Anspruch kann für EE-Strommengen geltend gemacht werden, für die infolge von Einspeisemanagementmaßnahmen durch den Netzbetreiber gem. § 14 EEG 2017 mangels Einspeisung in das öffentliche Netz kein regelmäßiger EEG-Zahlungsanspruch begründet wurde. Der § 14 EEG 2017 steht damit im Spannungsverhältnis mit dem Einspeisevorrang nach § 11 EEG 2017. Der Erstattungsanspruch verlagert also das Risiko hinsichtlich kaum vorhersehbarer Netzengpasssituationen weg vom EE-Anlagenbetreiber. Ohne Kompensation müsste dies in den Finanzierungsbedingungen entsprechend berücksichtigt werden und könnte schließlich zu einer spürbaren Erhöhung der EE-Anlagenfinanzierungskosten führen. Der Gesetzgeber sah hierin ein Investitionshemmnis, das sich negativ auf das Erreichen der EE-Ausbauziele auswirken könnte. Kommt es aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen zu einer „entgangenen Einnahme“, kann der Anlagenbetreiber diese grundsätzlich zu 95-100% vom Netzbetreiber verlangen.

Der zeitliche Anwendungsbereich des § 15 EEG 2017 wird im EEG jedenfalls nicht ausdrücklich begrenzt, was für eine Fortgeltung nach Ablauf des Förderzeitraums spricht. Der Umstand, dass das EEG in § 25 EEG 2017 die Befristung eines Zahlungsanspruchs an sich kennt, deutet darauf hin, dass der Gesetzgeber die Möglichkeit dazu auch nicht übersehen hat.

Der Wortlaut der Norm spricht ebenfalls nicht gegen eine Fortgeltung. Der Begriff der „entgangenen Einnahmen“ lässt insbesondere offen, ob es sich um EEG-geförderte Einnahmen handeln muss, die wiederum zeitlich begrenzt wären, oder um EEG-förderfähige

47 Woltering, in: BeckOK EEG, 6. Ed. 1.7.2017, EEG 2017 § 8 Rn. 30.

48 Wustlich, in Altröck/Oschmann/Theobald, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Aufl. 2013, § 9 Rn. 46.

49 Woltering, in BeckOK EEG, Greb/Boewe, 6. Edition, Juli 2017: § 8 Rn. 3.

50 Wustlich, in Altröck/Oschmann/Theobald, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 3. Aufl. 2011, § 9 Rn. 9.

51 Oschmann, in: NVwZ 2004, 910, 912.

Strommengen. Nach dem Wortlaut sind die EEG-Förderzahlung und die Markterlöse erstattungsfähig. Entfällt der EEG-Zahlungsanspruch aufgrund Zeitablaufs, so entgehen diesbezüglich zwar keine Einnahmen. Dann könnten die entgangenen reinen Markterlöse aber erstattungsfähig bleiben. Die Erstattungsfähigkeit reiner Markterlöse wird durch die Ansicht der BNetzA⁵² gestützt, wonach auch sonstig direktvermarktete EE-Strommengen, für die gerade keine EEG-Zahlung geltend gemacht wird, einen Erstattungsanspruch haben. Dies spricht dafür, dass es auf die EEG-Förderung nicht ankommt. Dafür, dass es auf die Förderfähigkeit des EE-Stroms ankommt, gibt es überdies keine Anhaltspunkte, weshalb Markterlöse nicht mehr förderfähiger EE-Strommengen ebenfalls erstattungsfähig bleiben könnten.

Ausgehend vom Normzweck des effizienten Einsatzes des Einspeisemanagements kann ebenfalls für eine Fortgeltung argumentiert werden, wenn der Netzbetreiber dazu motiviert werden soll, die EE-Anlagen als Ultima Ratio abzuregulieren. Andernfalls droht ihm die Kostentragungspflicht für die Erfüllung des Erstattungsanspruchs, die er in dem Fall nicht über die Netzentgelte auf die Netznutzer wälzen kann.

Allerdings widerspricht der Normzweck – Sicherung günstiger Finanzierungsbedingungen – einem Ausgleich der entgangenen Einnahmen im Anschluss an den Förderzeitraum. Die Kosten für die Anschaffung einer EE-Anlage, welche deren Finanzierungskosten beinhalten, sollten spätestens bis zum Ende des Förderzeitraums amortisiert sein. Laut EEG ist die EE-Anlage damit den konventionellen Stromerzeugungsanlagen gleichgestellt. Folgerichtig müssten die EE-Anlagen im Anschluss an den Förderzeitraum unter das allgemeine Regime des § 13 EnWG fallen. Dieses wiederum kennt keinen verschuldensunabhängigen Ausgleich von Vermögensschäden zugunsten des Anlagenbetreibers bei der ordnungsgemäßen Regelung von Anlagen. Die EE-Anlagenbetreiber müssten dann wie die Anlagenbetreiber konventioneller Anlagen das Risiko von Netzengpässen tragen.

Gegen eine Fortgeltung des § 15 EEG 2017 kann schließlich außerdem überzeugend eingewandt werden, dass das EEG die vollständige Marktintegration der EE-Anlagen anstrebt, vgl. § 2 Abs. 2 EEG 2017. Die Gleichstellung mit konventionellen Stromerzeugungsanlagen am Markt müsste konsequent bedeuten, dass EE-Anlagen nach Ablauf des Förderzeitraumes unter die allgemeine Vorschrift des § 13 EnWG fallen. In der Vorschrift ist die Abschaltkaskade zugunsten von EE-Anlagen ebenfalls angelegt. Sie würden mithin weiterhin insoweit privilegiert, als dass sie als Letzte vom Netzbetreiber geregelt würden (vgl. § 13 Abs. 3 EEG 2017). Ihnen würde jedoch kein besonderer Erstattungsanspruch mehr gewährt.

4. Umlageseitige Anreize des EEG 2017: Was ist damit gemeint?

Mit umlageseitigen Anreizmechanismen sind insbesondere EEG-Umlagereduzierungen gemeint. Wesentliche EEG-Umlageprivilegierungen gibt es im Bereich des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung, der Eigenerzeugung aus (Alt-)Bestandsanlagen und für Unternehmen, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen. Die Besondere Ausgleichsregelung ist von der folgenden Betrachtung ausgenommen.

Für die Konzeptionierung eines Grünstromvermarktungskonzepts kann die Eigenversorgung aus Sicht des Lieferanten eine Rolle spielen, wenn er beispielsweise viel Solarstrom im Portfolio aus Anlagen mit über 100 kW Nennleistung hat. Die Eigenversorgung spielte im Solarbereich in der Vergangenheit eine zunehmend wichtigere Rolle, weil der Anlagenbetreiber bisher die Wirtschaftlichkeit seiner Anlage auf diese Weise verbessern konnte. Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen dürfte sich der Trend künftig fortsetzen. Insbesondere Aufdachanlagen, die sich für Ballungsgebiete wie Berlin typischerweise gut eignen, werden (auch durch den zunehmenden Einsatz von Speichern) auf Eigenversorgungskonzepte optimiert, in denen die Netzinspeisung eine Nutzungsoption für aus Sicht des Anlagenbetreibers überschüssige Strommengen darstellt. Die Einspeisung in das Netz schwankt mithin möglicherweise stärker, da die Schwankung nicht nur wetter- bzw. tageszeitbedingt, sondern durch das Betriebskonzept des Anlagenbetreibers beeinflusst werden, der nur die aus seiner Sicht überschüssigen Strommengen in das Netz abgibt.

Auf einen Blick

EEG-umlageseitige Anreize: Verringerung/Entfallen der EEG-Umlage

- Eigenversorgung, § 61 – § 61j EEG 2017
 - Aus Sicht eines Grünstromlieferanten möglicherweise wie folgt relevant: in Ballungsgebieten sind typischerweise Aufdachanlagen zu finden. Die Anlagenkapazität dieser Anlagen außerhalb des Ausschreibungssystems wird bisher oft zu größeren Teilen für die Eigenversorgung genutzt. Die Eigenversorgungsoptimierung beeinflusst das Einspeiseverhalten. Ein Portfolio, das viele dieser Anlagen inkludiert, könnte insofern nicht nur ein wetterbedingtes Mengenrisiko bergen.
- **Speicherprivileg, § 61k EEG 2017:**
 - Normzweck: Vermeidung einer Doppelbelastung derselben Strommenge mit der EEG-Umlage
 - Rechtsfolge: Verringerung der EEG-Umlage auf die „eingespeicherte“ Strommenge in dem Umfang (höchstens null), in dem sie auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt.
 - Relevant, wenn dezentrale Speicherkapazität vorgehalten wird, um einen bspw. vertraglich zugesicherten Mindest-EE-Anteil des Stromprodukts gewährleisten zu können.

52 BNetzA, Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0, Juni 2018, S. 36.

a) Letztverbrauch für die Eigenversorgung/ Eigenerzeugung aus (Alt-) Bestandsanlagen

Seit Inkrafttreten des EEG 2014 ist der Letztverbrauch für die Eigenversorgung grundsätzlich EEG-umlagebelastet. Dahinter steht ein Solidaritätsgedanke, nach dem die EEG-Umlage auf möglichst viele Schultern verteilt werden soll. Aus Bestandsschutzgründen können Strommengen aus Bestands- und Altbestandsanlagen in der Eigenerzeugung⁵³ (noch) nicht EEG-umlagebelastet sein. Der Letztverbrauch für die Eigenversorgung hat Einfluss auf die Ausgestaltung von Geschäftsmodellen in der Praxis. Insbesondere die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wird positiv beeinflusst, da die so eingesparten Strombezugskosten in der Regel höher als die EEG-Fördersätze sind; außer insbesondere bei Industriestrompreisen. Entscheidend insbesondere für die Differenzierung zwischen Eigenversorgung und Eigenerzeugung ist, dass es im letzteren Fall keine dem § 3 Nr. 19 EEG 2017 entsprechende restriktive Begriffsbestimmung gibt.

Die Voraussetzungen des Letztverbrauchs für die Eigenversorgung sind insbesondere die Identität der (juristischen) Person, die Strom aus Erneuerbaren Anlagen⁵⁴ erzeugt und verbraucht. Dieser Vorgang muss zudem gleichzeitig und in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang ohne Nutzung des allgemeinen Stromnetzes stattfinden. Die Gewährung der Privilegierung hängt außerdem von Nachweis- und Meldepflichten ab. In seltenen Fällen profitieren Konzepte von einem Entfallen der EEG-Umlage. Hier dürften der praxisrelevante Kraftwerkseigenverbrauch⁵⁵ und die Eigenversorgung unterhalb der Bagatellgrenze (10 kW-Anlagen für bis zu 10 MWh/a) noch am häufigsten anzutreffen sein.

In Konzepten, die auf der Eigenerzeugungskonstellation beruhen, können Strommengen nur EEG-umlageprivilegiert werden, wenn es sich insbesondere um Anlagen handelt, die den Anforderungen der umlagefreien Eigenerzeugung aus dem EEG 2012 zu einem bestimmten Zeitpunkt (insbesondere bis 31. Juli 2014 oder vor dem 01. Januar 2011) genügen. Die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher ist hier ebenfalls vorausgesetzt.

b) Speicherprivileg, § 61k

Eine neue allgemeine an Speichertechnologien ansetzende Umlageverringerungs- oder Befreiungsmöglichkeit sieht das EEG 2017 in § 61k vor. Diese setzt insbesondere keine Eigenversorgungskonstellation (siehe Seite 50) voraus. Gerechtfertigt wird die Begünstigung der von Stromspeichern eingespeicherten Strommenge damit, dass die Umlage sonst generell doppelt anfallen würde: Erstmals beim Bezug des Stroms zum Einspeichern gem. § 61 EEG 2017 und zum zweiten Mal nach dem Ausspeichern bei erneutem Bezug dieser Strommenge, z. B. bei Netzstrombezug durch einen anderen Letztverbraucher.

Die Privilegierung ergibt sich für vom elektrischen (Kondensatoren), chemischen (z. B. Elektrolyse), mechanischen (Pumpspeicherkraftwerk (PSW)) oder physikalischen Speicher in einer Saldierungsperiode (ein Kalenderjahr) „verbrauchten“ (d.h. eingespeicherten) Strom ohne Mengenbegrenzung, in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt, § 61k Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Besonders wichtig ist an dieser Stelle, dass von § 61k Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ein Speicherbetrieb vorausgesetzt wird, bei dem die ausgespeicherte Strommenge ausschließlich entweder in das allgemeine Netz oder ausschließlich vom Betreiber selbst verbraucht wird. Letzteres betrifft Konzepte, bei denen der Speicher zur Eigen- oder Selbstversorgung betrieben, zur Direktlieferung eingesetzt oder mit Erzeugungsanlagen vor Ort kombiniert wird. Das Gesetz stellt zudem in § 61k Abs. 1 S. 2 EEG 2017 eine Vermutung für vollständig in ein allgemeines Netz oder in einen Bilanzkreis ausgespeicherte Strommengen auf, dass für sie die volle EEG-Umlage gezahlt worden ist. Die Regelung wirkt sich günstig auf die Beweislast des Anspruchstellers aus, die entlastet wird. Speicherverluste können nunmehr ausdrücklich in gewissem Umfang von der EEG-Umlageprivilegierung profitieren, § 61k Abs. 1 S. 3 und 4 EEG 2017.

Abweichend von den soeben dargestellten Privilegierungsvoraussetzungen werden für gemischt betriebene Speicher andere und zusätzliche Voraussetzungen in § 61k Abs. 2 EEG 2017 festgelegt. Die Saldierungsperiode ist, abweichend vom Grundsatz (ein Kalenderjahr, s. Absatz zuvor), ein Kalendermonat, wenn der Stromspeicher in einem Kalenderjahr nicht ausschließlich in ein Netz oder ausschließlich für den Verbrauch des Betreibers vor dem Netz ausspeichert, § 61k Abs. 1a S. 2 EEG 2017. Die Privilegierung ist zudem auf eine Strommenge von höchstens 500 vom Speicher eingespeicherten Kilowattstunden pro kWh installierter Speicherkapazität und pro Kalenderjahr begrenzt.

⁵³ Im EEG 2017 gilt das Privileg nunmehr zeitlich eingeschränkt bis zur Modernisierung fort.

⁵⁴ Stand 17.10.2018: Die Eigenversorgungsprivilegien zugunsten von KWK-Anlagen sind Ende 2017 ausgelaufen. Eine Neuregelung für die KWK in der Eigenversorgung wurde beihilferechtlich von der KOM genehmigt, aber noch nicht in nationales Recht umgesetzt.

⁵⁵ Insbesondere relevant für Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage, z. B. solche für die Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftzufuhr, Brennstoffversorgung, kraftwerksinterne Brennstoffvorbereitung, Abgasreinigung oder Rauchgasreinigung.

Wer von der Privilegierung des § 61k Abs. 1 und 1a EEG 2017 profitieren möchte, muss zudem im Regelfall Mitteilungspflichten nachkommen und eine Nachvollziehbarkeit der Pfade, die die (ggf. in unterschiedlicher Höhe) umlagebelasteten Strommengen genommen haben, durch geeignete Messeinrichtung (erforderlichenfalls intelligente Messsysteme) sicherstellen (§ 61k Abs. 1b EEG 2017).

Bei der Erarbeitung eines Geschäftsmodells zur innovativen Grünstromvermarktung kann § 61k 2017 dann relevant werden, wenn dezentrale Stromspeicher installiert werden sollen/müssen, um beispielsweise einen vereinbarten EE-Mindestanteil der gelieferten Strommenge auch in Zeiten reduzierter Erzeugung bzw. verstärkter Nachfrage vorhalten zu können.

5. Kennzeichnung des Stroms nach § 42 EnWG: Wie kann ich gegenwärtig mein Stromprodukt gestalten?

Der (nach dem EEG) veräußerte Strom darf und muss nach bestimmten Vorgaben gekennzeichnet werden. Für den Lieferanten eines Grünstromprodukts ergeben sich Pflichten, aber auch gewisse Chancen, das Grünstromprodukt in der Kommunikation positiv herauszustellen. Der gesetzlich vorgegebene Informationsgehalt ist vergleichsweise speziell, was die Nutzungsoptionen insofern einschränkt. Es wird sich zudem zeigen, dass die im Energiewirtschaftsrecht vorgesehenen oder die zulässigen privatautonom ausgestalteten Kennzeichnungsmechanismen letztlich kein Vehikel sein können, das abgesehen von der Ansprache ideeller Motive für eine Kaufentscheidung, eine energiewirtschaftlich anerkannte Besserstellung gegenüber konventionellen Stromprodukten ermöglicht. Sie sind insbesondere nicht dazu geeignet, eine dekarbonisierende Eigenschaft bilanzieller Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen in andere Sektoren bilanziell zu übertragen.

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 eingeordnete werden, die die Art und Weise, wie die auf den §§ 78 bis 79a EEG 2017 basierenden Kennzeichnungen bzw. Nachweise für EE-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:

1. 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;
 2. 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

Auf einen Blick

Ausgangsvorschrift: § 42 EnWG

- Normzweck: Produktinformation für den Letztverbraucher (auch für eine bewusste Kaufentscheidung)
- Kennzeichnung von EE-Strom nach EEG 2017:
 - § 78: „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ (obligatorisch; Größe des Anteils nur begrenzt dadurch beeinflussbar, dass der Lieferant möglichst viele Kunden beliefert, die die volle EEG-Umlage bezahlen.)
 - § 79 i. V. m § 3 Nr. 29: Herkunftsnachweise für eine bilanzielle EE-Strommenge, die (in einem Mitgliedstaat) aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde und für die keine EEG-Zahlung beansprucht wurde. Kennzeichnen die „grüne“ Eigenschaft des gelieferten Produkts (optional).
 - § 79a: Regionalnachweise zur Kennzeichnung realer gefördert Direktvermarkteter Strommengen als „regional“ (optional)
- Keine Kennzeichnung erhält dem über das öffentliche Netz gelieferten Stroms (anteilig) die energiewirtschaftsrechtlich auf dem weiteren Verwertungspfad – z. B. PtX relevante Eigenschaft als „Strom aus erneuerbaren Energien“
 - Im Vergleich konventioneller Stromprodukte ergibt sich aus Endabnehmersicht kein Vorteil aus der Belieferung mit einem nach § 42 EnWG i. V. m. § 78 und den §§ 79 bzw. § 79a EEG 2017 gekennzeichneten Grünstromprodukt.

Kennzeichnungs- und Darstellungsverpflichtungen für das jeweilige Produkt entsprechend (§ 42 Abs. 3 EnWG) und müssen separat ausgewiesen werden. Schließlich muss zu Vergleichszwecken der in Deutschland verwendete 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 dem Normzweck entsprechend lediglich informatorische Wirkung. Damit dem Schutzzweck genüge getan wird, müssen die auf einer Kennzeichnung beruhenden Informationen sehr präzise kommuniziert werden, um eine abmahnfähige Irreführung zu vermeiden. Die ordnungsgemäße Informationsübermittlung dürfte insbesondere nach den allgemeinen Vorschriften des Gesetzes gegen den unlauteren Wettbewerb (UWG) zu beurteilen sein. Die Beschränkung auf den Informationszweck bedeutet aber: Es wird der vom Letztverbraucher bezogenen und gem. den §§ 78 bis 79a EEG 2017 gekennzeichneten Strommenge insbesondere keine besondere Qualität zugewiesen, die er wertsteigernd auf einem weiteren Verwertungspfad nutzen könnte. Dies steht im Einklang mit dem vornehmlich den Verbraucher schützenden Charakter der Norm. Damit fehlt es jedoch aus Sicht eines Letztverbrauchers, der Strom zur Weiterverwertung bezieht, an einem Grund dafür, die nach den §§ 78 ff EEG 2017 gekennzeichneten (ggf. teureren) Stromprodukte konventionellen Stromprodukten vorzuziehen. Könnte dagegen eine energiewirtschaftsrechtlich anerkanntermaßen „grüne“ oder dekarbonisierende Eigenschaft des Stromprodukts erhalten werden, könnte sie bilanziell an ein daraus erzeugtes Produkt weitergegeben werden. Handelt es sich bei dem Produkt beispielsweise um andere Energieträger, käme die grüne Eigenschaft bilanziell dem bestimmungsgemäßen Sektor zugute.

a) „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 zur Disposition 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, der energiewirtschaftsrechtlich betrachtet aktuell im Allgemeinen „grau“ ist. Das Energiewirtschaftsrecht kennt die Berücksichtigung eines dekarbonisierenden Beitrags 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.⁵⁶ 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

⁵⁶ www.netztransparenz.de.

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.

b) 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 ein MWh kennzeichnungsfähigen EE-Strom ausgestellt. Sie bieten die einzige Möglichkeit, dem Letztverbraucher eine explizit „grüne“ Eigenschaft bilanzieller Strommengen mitzuteilen. Über die Mitteilung hinaus können sie auf dem weiteren Verwertungspfad 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-Stromverteilungsmechanismus zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

Sollen sonstig direktvermarktete EE-Strommengen für den Letztverbraucher informatorisch in einen regionalen Kontext gesetzt werden, kann auf dem Herkunftsnachweis der Standort der Anlage, aus der die dem Nachweis (ursprünglich) zugrundeliegende Strommenge stammt, hervorgehoben werden. Die Angabe des Anlagenstandorts gehört zu den Mindestangaben auf einem Herkunftsnachweis, § 9 Nr. 5 Alt. 1 EEV⁵⁷.

c) 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 ein Bewusstsein des Letztverbrauchers für die Anlagen in dessen Nähe begründen. Der regionale Bezug soll Akzeptanz oder sogar Unterstützungsbereitschaft durch eine entsprechende Tarifierung für die EE-Stromerzeugung vor Ort schaffen. Ein Regionalnachweis kennzeichnet ein reales kWh EE-Strom, das 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 zum kWh, für das sie ausgestellt wurden, erhalten bleibt. Die Regionalkennzeichnung erfolgt im Rahmen der Kennzeichnung für „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ (s. Seite 52). 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.

d) 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 Qualitätssiegel oder Label gegenwärtig insbesondere eine grüne bzw. regionale Eigenschaft des gelieferten Produkts. Außerdem kann gegen einen Aufpreis das Versprechen gegeben werden, dass die Mehreinnahmen in erneuerbare Energiequellen reinvestiert werden.⁵⁸ Der Nutzen der privatautonom gekennzeichneten Produkte geht jedoch letztlich nicht über die gesetzlich vorgesehenen Kennzeichnungsmöglichkeiten hinaus. Insbesondere kann die grüne Eigenschaft des EE-Stroms bei Lieferung über das allgemeine Netz der Versorgung nicht erhalten werden.

⁵⁷ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.

⁵⁸ z.B. Grüner Strom Label e.V., <http://www.gruenerstromlabel.de/>, aufgerufen am 12.01.2018.

6. PtX-Anlagen als Flexibilitätsoptionen: Was heißt das im dekarbonisierten Energiesystem?

Flexibilitätsoptionen werden heute, in einem immer stärker durch fluktuierende Stromerzeugung geprägten Energiesystem, vornehmlich auf der Verbrauchsseite verortet. Insbesondere die Energiespeicherung oder die Anpassung von Prozessen bzw. des dafür erforderlichen Strombezugsverhaltens kommen als Flexibilitätsoptionen in Betracht. Energiespeicher verschieben die Nutzung der Energie zeitlich und u. U. in andere Sektoren (Verkehr/Gebäude) durch Speicherung (z. B. E-Mobile) oder Umwandlung (z. B. Elektrolyseure) in andere Energieträger. Vom Energiewirtschaftsrecht werden Flexibilitätsoptionen nicht direkt, sondern über den Strombezug mittelbar adressiert. Anreize für ein bestimmtes Strombezugsverhalten werden regelmäßig über Preisimpulse gesetzt. Der Strombezug ist mit staatlich veranlassten Kosten belastet. Wesentliche Bestandteile der Stromnebenkosten sind in der Regel die Netzentgelte, netzentgeltgekoppelte Kosten, die EEG-Umlage, Strom- und Umsatzsteuer. Im Allgemeinen entstehen diese Kosten bei Strombezug eines Letztverbrauchers; im Übrigen werden sie über die Stromrechnung im Regelfall letztlich auf die Letztverbraucher abgewälzt. Im Haushaltskundenstrompreis machten sie im April 2017 rd. 78 % (BNetzA, 2017) des Strompreises aus. Die im Energiewirtschaftsrecht angelegten Möglichkeiten, die Last aus staatlich veranlassten Kosten zu reduzieren, entfalten regelmäßig erhebliche Steuerungswirkung für die Art und Weise des Strombezugs der Letztverbraucher. Die Stromkostenbestandteile werden im Folgenden überblicksartig dargestellt.

Vorweggenommen werden kann: Aus Sicht eines über das allgemeine Netz der Versorgung belieferten Letztverbrauchers ergeben sich aus dem Bezug eines Grünstromprodukts keine besonderen Vorteile. Das ist darauf zurückzuführen, dass grundsätzlich keine Privilegierungs- oder Befreiungsvorschrift zugunsten des Letztverbrauchers bei einem Lieferverhältnis über das allgemeine Netz der Versorgung tatbestandlich an einer bilanziellen „grünen“ Qualität des gelieferten Stroms anknüpft. Die Belieferung mit einem innovativen EE-Stromprodukt hat darauf keinen positiven Einfluss. Eine gesteigerte Nachfrage im Vergleich zu konventionellen Stromprodukten ist unter den gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen deswegen nicht zu erwarten.

a) Strombezug

Der Strombezug kann regelmäßig als Letztverbrauch eingeordnet werden. Letztverbraucher ist i. S. d. EnWG jede natürliche oder juristische Person, die Energie für den eigenen Verbrauch kauft; auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch des EnWG und den auf dessen Grundlage erlassenen Verordnungen gleich (§ 3 Nr. 25, 1. Hs. EnWG). Im EEG ist Letztverbraucher jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht (§ 3 Nr. 33 EEG 2017). Auch Energiespeicher „verbrauchen“ nach herrschender Meinung Energie, sodass deren Betreiber grundsätzlich als Letztverbraucher eingeordnet wird. Staatlich veranlasste Strompreisbestandteile, die an diese Eigenschaft anknüpfen, entstehen dann.

(1) Stromnetzentgelte

Das Entgelt entsteht beim Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung durch den Letztverbraucher vgl. §§ 15 Abs. 1 S. 2, 17 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Bemessungsgrundlage ist die insgesamt bezogene Strommenge, d.h. insbesondere auch Betriebs- oder Verluststrommengen für den Speicherbetrieb, da insofern unproblematisch von Stromverbrauch gespro-

Auf einen Blick

Aus der Versorgung von Flexibilitätsoptionen über das allgemeine Netz der Versorgung mit einem Grünstromprodukt ergeben sich im Vergleich zur Lieferung eines konventionellen Stromprodukts keine Vorteile aus Sicht des Betreibers der Flexibilitätsoption. Das Energiewirtschaftsrecht setzt aktuell keine Anreize dafür, dass bilanziell „grüner“ Strom verstärkt nachgefragt wird.

Betrachtung des Strombezugs:

- Lastseitige Flexibilitätsoptionen werden vom Energiewirtschaftsrecht mittelbar adressiert, indem ein bestimmtes Strombezugsverhalten mit Anreizen verbunden wird.
- Anreiz ist regelmäßig eine Vergünstigung bei staatlich veranlassten Strompreisbestandteilen.
- Beim Strombezug aus dem allgemeinen Netz der Versorgung entstehende wesentliche staatlich veranlasste Strompreisbestandteile sind:
 - Insb. Netzentgelte und daran geknüpfte Umlagen und Abgaben
- Entlastungsoptionen knüpfen im gegenwärtigen energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen nicht an eine grüne Eigenschaft bilanzieller Grünstrommengen an.
 - Der Bezug eines Grünstromprodukts über das Netz der allgemeinen Versorgung wirkt sich nicht kostenreduzierend beim Letztverbraucher aus.

Produktbezogene Betrachtung, insbesondere Gas

- Flexibilitätsoptionen, die Strom abnehmen, um es in einen anderen Energieträger umzuwandeln, sollen zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele u. a. in den Sektoren Gebäude und Verkehr beitragen.
- Das Energiewirtschaftsrecht erkennt den Beitrag zur Dekarbonisierung regelmäßig nur an, wenn nachweislich „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ umgewandelt wurde.
- Nachweislich ist die Verwendung von EE-Strom nach gegenwärtigem Verständnis, wenn er direkt bezogen wird.
 - Der Bezug eines Grünstromprodukts über das Netz der allgemeinen Versorgung wirkt sich grundsätzlich nicht vorteilhaft dahingehend aus, dass ein Energieträger mit „grüner“ Qualität hergestellt werden kann.

chen werden kann. Wird dagegen kein Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, entsteht für den Letztverbrauch kein Netznutzungsentgelt. Da ein Grünstromvermarktungskonzept regelmäßig nicht ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung auskommt, kommt es insoweit auf die Anwendbarkeit von Privilegierungs- und Befreiungstatbestände an.

Bestimmte Letztverbraucher können von einer Vergünstigung der Netzentgelten profitieren. Entweder es wird ein bestimmtes netzdienliches Strombezugsverhalten vorausgesetzt. Oder es werden im Fall von Stromspeichern spezielle Befreiungstatbestände geschaffen, die grundsätzlich auf die Vermeidung einer Doppelbelastung eines kWh abzielen.

§ 118 Abs. 6 EnWG: Zentrale Regelung für die Befreiung von den Netzentgelten zugunsten von letztverbrauchenden Energiespeichern ist § 118 Abs. 6 EnWG. Auf die bilanzielle Zusammensetzung des bezogenen Stromprodukts kommt es nicht an.

Gem. § 118 Abs. 6 S. 1 u. 2 EnWG werden ortsfeste Neuanlagen zur elektrischen, chemischen mechanischen oder physikalischen Stromspeicherung (also zum Beispiel keine E-Mobile, vgl. dazu § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG) für 20 Jahre und optimierte Pumpspeicherkraftwerke mit bestimmten Leistungs- oder Speicherkapazitäten für 10 Jahre befristet von der Zahlungspflicht für den Netzstrombezug freigestellt, wenn sie innerhalb desselben Netzes Strom wieder einspeisen, § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG. Dieser Befreiungstatbestand ist folglich in zeitlicher und technologischer Hinsicht eingeschränkt. Das Rückspeiseerfordernis führt letztlich dazu, dass jede Strommenge zumindest einmal mit den Netzentgelten belastet wird – ein ähnliches Ergebnis wie beim Speicherprivileg des EEG 2017 (vgl. Seite 50).

Die Regelung ist somit für Stromspeicher nur dann anwendbar, wenn er den aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommenen Strom lediglich zur Rückspeisung in dasselbe Netz der allgemeinen Versorgung zwischenspeichert.

Auf die Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher setzt eine Befreiung für Energiespeicher, speziell für die Wasserelektrolyse auf, wobei von dem Erfordernis der Rückverstromung (§ 118 Abs. 6 S. 3 EnWG) abgesehen wird. Davon profitieren Power-to-Gas-Anlagen, in denen durch Elektrolyse Wasserstoff hergestellt wird. Das gilt auch dann, wenn durch die Zugabe von Kohlendioxid Methan hergestellt wird. Die Ausnahmetatbestände in diesem Sonderfall befreien gem. § 118 Abs. 6 S. 1, 7, u. 8 EnWG sowohl vom Stromnetzentgelt beim Einspeichern als auch vom Einspeisenentgelt für das Gasnetz beim Ausspeichern des Gases. Letzteres wird deshalb notwendig, da anders als bei Strom (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) die Einspeisung von Gas gem. § 13 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)⁵⁹ grundsätzlich Netzentgeltspflichtig ist (Ausnahmen sind die Gaseinspeisung in ein Verteilernetz, § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV oder der Spezialfall, dass Biogas i.S.v. § 3 Nr. 10c EnWG in das Fernleitungsnetz eingespeist wird, § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV). Das erzeugte und in das Gasnetz eingespeiste Methan oder der Wasserstoff müssen gem. § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG ausdrücklich nicht wiederverstromt werden. Hier weicht die Regelung also zugunsten von Power-to-Gas von den übrigen Regelungen für Stromspeicher ab und führt auch zu einem anderen Ergebnis, als die Befreiung von der EEG-Umlage nach § 61k Abs. 2 EEG 2017, die nur dann gewährt wird, wenn das erzeugte Speichergas (§ 3 Nr. 42 EEG 2017) wieder rückverstromt wird. Der Umfang der EEG-Umlageentlastung entspricht der EEG-Umlagebelastung der rückverstromten Strommenge (vgl. Seite 49 ff.).

Sofern eine Power-to-Gas-Anlage beliefert werden soll, kann deren Strombezug befristet von den Netzentgelten befreit sein. Bedingung ist allerdings, dass das erzeugte Gas in das Erdgasnetz eingespeist wird. Es kann also dann nicht vor Ort zum Beispiel zur Wärmeversorgung eingesetzt werden.

Anders als Stromspeicher und Power-to-Gas-Anlagen werden Power-to-Heat-Technologien von der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht erfasst. Theoretisch kann eine analoge Anwendung, also in Anlehnung an die Befreiung für Power-to-Gas, erörtert werden. Eine analoge Anwendung setzt jedoch eine vergleichbare Interessenlage und eine planwidrige Regelungslücke voraus. Es dürfte an der zweiten Voraussetzung für eine analoge Behandlung fehlen: Die Planwidrigkeit der Regelungslücke ist bei einer Ausnahmegesetzvorschrift eher nicht anzunehmen, denn Ausnahmegesetzvorschriften haben gerade den Charakter, nur einen ganz bestimmten Einzelfall regeln zu wollen, nicht darüber hinausgehend allgemeine Funktionen.

§ 14a EnWG: Ein weiterer Netzentgeltprivilegierungstatbestand ist in § 14a EnWG geregelt. Der Zweck dieser Norm ist die Netzentlastung. Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen die Steuerung von „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Elektromobile gelten als „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“, § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG.

Der Begriff der „steuerbaren Verbrauchseinrichtung“ ist nicht legal definiert und derzeit einzigartig im Energiewirtschaftsrecht. Er wird nur durch die Fiktion für Elektromobile konkretisiert. Er birgt Rechtsunsicherheit. Nach Auslegung des Begriffs kommt die

⁵⁹ Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 118 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist.

hier vertretene Auffassung zu dem Ergebnis, dass der sachliche Anwendungsbereich insbesondere nicht deckungsgleich mit dem des § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG sein kann. Dafür spricht zunächst die äußere Systematik. Der Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 S. 2 und 3 EnWG zählt die erfassten ortsfesten Energie- und Stromspeicher ausdrücklich auf. Der Gesetzgeber hätte die Aufzählung in § 14a EnWG übernehmen können, hätte der Regelungsgegenstand derselbe sein sollen. Auch die Gesetzesbegründung zur Neufassung des § 118 Abs. 6 EnWG deutet darauf hin, dass der Gesetzgeber unterschiedliche Regelungsgegenstände vor Augen hatte.⁶⁰

Neben der Frage, welche Anlagen unter den sachlichen Anwendungsbereich fallen sollen, wird der Anwendungsbereich auf die Niederspannungsebene beschränkt. Überlässt der Anlagenbetreiber dem Verteilernetzbetreiber die Steuerung der Anlage, kann diese in einem für den Letztverbraucher zumutbaren Umfang angesteuert und dadurch z. B. ein Netzengpass vermieden werden. Im Gegenzug berechnet der Verteilernetzbetreiber dem Letztverbraucher ein reduziertes Netzentgelt. Zur konkreten Ausgestaltung der Voraussetzungen für die reduzierte Netzentgeltberechnung wird die Bundesregierung in § 14a S.3 EnWG ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 des § 14a EnWG näher auszugestalten. Insbesondere kann die Verordnung einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertraglichen Vereinbarungen vorsehen sowie Steuerungshandlungen benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, sowie Steuerungshandlungen benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Dabei sind von der Bundesregierung die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes⁶¹ an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten.⁶²

§ 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV: § 19 Abs. 2 StromNEV hält für Letztverbraucher, die mit ihrem Verbrauchsverhalten einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, die Möglichkeit bereit, mit dem Versorgungsnetzbetreiber ein individuelles (günstigeres) Netzentgelt zu vereinbaren. Nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV bedarf die Vereinbarung der individuellen Netzentgelte der Genehmigung durch die BNetzA als Regulierungsbehörde.

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag vorhersehbar erheblich von der gleichzeitigen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht. Mit einem solchen Verbrauchsprofil trägt der Netznutzer zur Stabilisierung des Stromnetzes und zu dessen Entlastung bei und wird entsprechend bei der Netzentgeltspflicht privilegiert. Die Privilegierung ist jedoch auf eine Entgeltreduzierung auf maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts beschränkt, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV richtet sich an Stromabnehmer, die konstant große Strommengen abnehmen und damit einen gut prognostizierbaren Lastverlauf haben; sie können einen Anspruch auf Vereinbarung eines reduzierten Netzentgelts haben. Die Voraussetzung für das reduzierte Netzentgelt ist, dass die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle (§ 2 Nr. 1 StromNEV) pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht, als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt.

§ 19 Abs. 4 StromNEV: § 19 Abs. 4 StromNEV wurde durch das Strommarktgesetz⁶³ in die StromNEV eingefügt. Wenn die Betreiber dem Netz Strom ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, haben ihnen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ein individuelles (günstigeres) Netzentgelt anzubieten. Die StromNEV selbst definiert den Stromspeicherbegriff ebenso wenig wie das EnWG. In der Gesetzesbegründung zur Einführung des § 19 Abs. 4 StromNEV klingt an, dass jede Art von Stromspeicher unabhängig von der eingesetzten Technologie erfasst sein soll⁶⁴. Dem Stromspeicherbegriff in § 19 Abs. 4 StromNEV scheint damit am ehesten ein weites Verständnis gerecht zu werden. Allerdings wird die Rückverstromung vorausgesetzt. Der Anwendungsbereich, der mit dem des § 118 Abs. 6 S. 1 bis 3 EnWG weitestgehend übereinstimmt, dürfte sich in der Praxis auf Stromspeicher erstrecken, die aus dem zeitlichen Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG herausgefallen sind.

(2) Netzentgeltgekoppelte Abgaben und Umlagen

Zu dem Gesamtstrompreis gehören noch weitere Abgaben und Umlagen in vergleichsweise untergeordneter Größenordnung⁶⁵, die im Regelfall letztlich der Letztverbraucher entrichtet.

⁶⁰ Vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 97.

⁶¹ Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034, Nr. 43), das zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

⁶² BT-Drs. 18/7555, S. 55.

⁶³ Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 26.07.2016 (BGBl. I S. 1786, Nr. 37).

⁶⁴ Vgl. BT-Drs. 18/8915, S. 39.

⁶⁵ Im Jahr 2017 machte die Konzessionsabgabe 5,7 % und die übrigen Umlagen 2,8 % des Gesamtstrompreises für Haushaltskunden aus, vgl. Bundesverband des Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Pressemappe „Entwicklung der Strompreise“, <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/entwicklung-der-strompreise/>; zuletzt aufgerufen am 07.08.2018.

Hinweis: Der BGH⁶⁶ hat nunmehr die Frage beantwortet, ob eine Befreiung von den Netzzugangsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG gleichsam zu einer Befreiung von den netzentgeltgekoppelten gesetzlichen Umlagen, Abgaben sowie Entgelten für Messstellenbetrieb, die Messungen und Abrechnungen führt. Aufgrund der tatbestandlichen Kopplung dieser Umlagen und Abgaben, erschien ein Durchgreifen der Befreiungswirkung des Netzentgeltes naheliegend, was bis zur Entscheidung zu erheblicher Rechtsunsicherheit geführt hat, im Ergebnis aber verneint wurde.

Die weiteren Abgaben und Umlagen sind:

- Konzessionsabgabe: Über die Konzessionsabgabe i.S.v. § 1 Abs. 2 KAV⁶⁷ wird das Wegerecht des Energieversorgungsunternehmens finanziert, das dieses von der Gemeinde für die Stromleitungen eingeräumt bekommt.
- KWK-Umlage: Sie dient der Finanzierung der durch dieses Gesetz vorgesehenen Fördertatbestände, vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG⁶⁸.
- § 19 StromNEV-Umlage: Die Umlage dient der Finanzierung der Privilegierung bei stromintensiver oder atypischer Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV.
- Offshore-Haftungsumlage, § 17f EnWG: Die Umlage dient der Finanzierung der Entschädigung bei Netzanbindungs- und Funktionsproblemen bei Offshore-Windenergieanlagen nach § 17e EnWG.
- Abschaltbare-Lasten-Umlage, § 18 AbLaV i.V.m. § 9 KWKG: Diese Umlage finanziert die Vergütung für die vertraglich vereinbarte netzdienliche Abschaltung von Anlagen, § 4 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).

Die Privilegierungsmöglichkeiten setzen in der Regel einen enorm hohen Stromverbrauch voraus. Der Selbstbehalt, ab dem eine Privilegierung in Betracht kommen kann, liegt meist bei 1 GWh (an einer Abnahmestelle).

(3) Stromsteuer

Ein weiterer Bestandteil des Gesamtstrompreises ist die Stromsteuer nach dem Stromsteuergesetz (StromStG). Es handelt sich um eine sog. Verbrauchsteuer gem. § 1 Abs. 1 S. 3 StromStG⁶⁹, die auf die „entnommene“ Strommenge zu zahlen ist. Die Besteuerung soll im Sinne des Klimaschutzes zu einem sparsamen Umgang mit Strom anhalten. Die Steuer entsteht gem. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG insbesondere dadurch, dass von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger Strom an einen Letztverbraucher geleistet wird und durch den Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Versorger ist gem. § 2 Nr. 1 StromStG derjenige, der Strom leistet. § 5 Abs. 2 StromStG ordnet zwar an, dass der Versorger Steuerschuldner ist. Allerdings wälzt der Versorger die Stromsteuer über die Stromrechnung zumeist vertraglich auf den Letztverbraucher i. S. d. § 3 Nr. 25 EnWG⁷⁰ ab. Dieser Entstehungstatbestand dürfte aus Sicht eines Stromlieferanten, dessen Geschäftsmodell auf einer Grünstromveräußerung basieren soll, am relevantesten sein.

Die §§ 9 ff. StromStG normieren unterschiedliche Steuerbefreiungen, Ermäßigungen, Entlastungen und Erlasse für bestimmte Fälle. Der Lieferant eines bilanziell „grünen“ Stromprodukts kann durch seine Produktgestaltung keinen Einfluss auf das Vorliegen der im Folgenden überblicksartig dargestellten Voraussetzungen haben.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern von der Stromsteuer befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird (grüner Strom aus grünem Netz). Dieser Befreiungstatbestand ist ökologisch motiviert. Bei einer Lieferung des Stroms über das allgemeine Netz der Versorgung, das überwiegend „grauen“ Strom führt, findet die Vorschrift keine Anwendung.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom, der zur Stromerzeugung aus dem Netz entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Hiermit soll eine Doppelbesteuerung des zur Stromerzeugung eingesetzten Stroms vermieden werden. Der Bundesfinanzhof legt das Merkmal der Stromerzeugung restriktiv aus und privilegiert keine Anlagen, welche den entnommenen Strom zur Herstellung anderer Energieerzeugnisse nutzen.

Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. a) und b) StromStG kommt für kleine Anlagen (bis 2 MW Nennleistung), deren Strom in räumlichen Zusammenhang entnommen wird, vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch (Lit. a))

66 BGH, Beschluss vom 20.6.2017 - EnVR 24/16 -, EnWZ 2017, 454.

67 Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabeverordnung – KAV) vom 9.1.1992 (BGBl. I S. 12, 407) das zuletzt durch Verordnung vom 1.11.2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.

68 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498 - Nr. 55) das zuletzt durch Gesetz vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.

69 Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.

70 BT-Drs. 14/40, S. 11: Ausweislich der Gesetzesbegründung zum StromStG soll auf die Begrifflichkeit im EnWG zurückgegriffen werden.

oder durch einen Letztverbraucher, dem der Strom vom Anlagenbetreiber geleistet wurde (Lit. b)), in Betracht. Der Befreiungstatbestand setzt in beiden Varianten die 2 MW-Grenze und einen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungsanlage und Entnahmestelle voraus. Der räumliche Zusammenhang wird in § 12b Abs. 5 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) legal definiert: Ein räumlicher Zusammenhang ist danach gegeben bei Entnahmestellen im Radius von 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungsanlage. Die 2 MW-Grenze bestimmt sich bei mehreren Anlagen nach § 12b Abs. 1 und 2 StromStV. Absatz 1 verklammert unmittelbar verbundene Anlagen vor Ort (insbesondere Anlagen in Modulbauweise im selben baulichen Objekt). Absatz 2 verklammert Anlagen an unterschiedlichen Standorten, vorausgesetzt die einzelnen Anlagen werden zentral gesteuert, was insbesondere bei Fernsteuerbarkeit nach § 20 Abs. 2 EEG 2017 der Fall ist, und wenn der erzeugte Strom zumindest teilweise in das Netz eingespeist werden soll.

Nach § 9a Abs. 1 StromStG kann die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet werden, der von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes entnommen wird. Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind nach § 2 Nr. 3 StromStG Unternehmen, die in den Bereichen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, des verarbeitenden Gewerbes, der Energie- und Wasserversorgung oder des Baugewerbes tätig sind. Näheres ist der „Klassifikation der Wirtschaftszweige“ des Statistischen Bundesamtes zu entnehmen. Die Befreiung kommt dabei nur für solche Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht, die den Strom für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG), die Herstellung und Verarbeitung bestimmter Produkte (Nr. 2), die Herstellung von Verarbeitung von Metallprodukten (Nr. 3) oder chemische Reduktionsverfahren (Nr. 4) entnommen haben.

Ein weiterer Steuerentlastungstatbestand ist in § 9b Abs. 1 StromStG geregelt. Danach können Strommengen von der Stromsteuer befreit werden, die ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (siehe dazu oben (4)) oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke entnommen hat und wenn nicht bereits eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 StromStG gegeben ist. Für die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie mittels Stroms kommt die Entlastung nur in Betracht, wenn die genannten Erzeugnisse nachweislich von einem der privilegierten Unternehmen genutzt worden sind.

§ 9c StromStG regelt die Steuerentlastung (i. H. v. 9,08 € für eine Megawattstunde) für Strom, der für den Öffentlichen Personennahverkehr entnommen wurde und ist mit Rückwirkung ab dem 1.1.2018 von der Europäischen Kommission genehmigt worden und im Anschluss in Kraft getreten.⁷¹ Entlastungsfähig sind grundsätzlich sämtliche Stromentnahmen, die zum Antrieb eines Kraftfahrzeuges verwendet worden sind und in der Mehrzahl der Beförderungsfälle eines Verkehrsmittels die gesamte Reisezeit 50 km oder die gesamte Reisezeit eine Stunde nicht übersteigt. Begünstigt sind Stromverbräuche in Kraftfahrzeugen im genehmigten Linienverkehr nach den §§ 42 und 43 des Personenbeförderungsgesetzes (PBefG)⁷² oder in Verkehren nach § 1 Nr. 4 Buchst. d, g und i der Freistellungs-Verordnung v. 30.8.1962 (BGBl. I 1962, 601). Eine Steuerentlastung wird nicht gewährt, sofern der Strom bereits anderweitig von der Stromsteuer befreit oder für betriebsinterne Werkverkehre verwendet worden ist, § 9c Abs. 1 Satz 3 StromStG.

Eine anteilige Entlastung von der Stromsteuer sieht § 10 StromStG in besonderen Fällen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vor. Die Entlastung setzt voraus, dass der versteuerte Strom zu betrieblichen Zwecken entnommen wurde und die Steuerlast in einem Kalenderjahr 1.000,00 € übersteigt, § 10 Abs. 1 StromStG. Wie auch in bei der Steuerentlastung von Unternehmen nach § 9b Abs. 1 StromStG entsteht eine Steuerentlastung nur, wenn bei der Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie mittels Strom die genannten Erzeugnisse nachweislich von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt worden sind. Weitere Anforderungen (etwa der nachgewiesene Betrieb eines Energiemanagementsystems) ergeben sich aus § 10 Abs. 3 StromStG.

(4) EEG-Umlage

Die im EEG 2017 vorgesehenen Umlageprivilegierungen für den Letztverbrauch für die Eigenversorgung und das Speicherprivileg wurden in Abschnitt ab Seite 49 dargestellt.

71 § 9c StromStG wurde durch das Zweite Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes v. 27.8.2017, BGBl. I 2017, 3299 in das Gesetz eingefügt und ist nach der zwischenzeitlich erfolgten beihilferechtlichen Anzeige bei der Europäischen Kommission mit Wirkung ab dem 1.1.2018 in Kraft getreten (BGBl. I 2018, 126).

72 Als Linienverkehr gilt, unabhängig davon, wer den Ablauf der Fahrten bestimmt, auch der Verkehr, der unter Ausschluss anderer Fahrgäste der regelmäßigen Beförderung von

1. Berufstätigen zwischen Wohnung und Arbeitsstelle (Berufsverkehr),
2. Schülern zwischen Wohnung und Lehranstalt (Schülerfahrten),
3. Personen zum Besuch von Märkten (Marktfahrten),
4. Theaterbesuchern dient.

b) Produktseitige Betrachtung

Energiespeicher oder Sektorenkopplungsanwendungen dienen als Flexibilitätsoptionen, die dazu beitragen sollen, die Energiebedarfe des Verkehrs- und Gebäudesektors zu dekarbonisieren. EE-Strom soll dafür in Produkte, wie Wärme oder Gase, umgewandelt werden. Aus Sicht des Letztverbrauchers, der eine Sektorenkopplungsanlage betreibt, wird die Qualität des bezogenen Stroms insoweit relevant, als er zur Herstellung eines energiewirtschaftsrechtlich anerkanntermaßen „grünen“ bzw. dekarbonisierten Produkts verwendet werden kann. Dieses Produkt trägt zur Erreichung des politischen Dekarbonisierungsziels bei, weshalb energiewirtschaftsrechtliche Anreize damit verbunden sein können. In diesem Fall kann das Produkt einen Marktvorteil und einen wirtschaftlichen realisierbaren Mehrwert haben. Ein Grünstromvermarktungskonzept könnte grundsätzlich auf dieses Nachfragepotenzial ausgerichtet werden. Allerdings wird die dekarbonisierende Eigenschaft im geltenden Rechtsrahmen annähernd ausschließlich in den Fällen anerkannt, in denen EE-Strom direkt aus der EE-Anlage bezogen wird. Der (gesteigerte) Strombezug von Sektorenkopplungsanlagen solle keine Anreize für konventionelle Stromerzeuger bieten.

(1) Gas

Der Belieferung mit Grünstrom kann sich für einen Power-to-Gas-Anlagenbetreiber lohnen, wenn das Energiewirtschaftsrecht Vorteile an die Stromqualität knüpft. In der GasNEV und der 37. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) lassen sich solche Anreize finden.

Gasnetzzugangsverordnung: Die GasNEV sieht für Einspeisewillige von Biogas folgende Privilegien vor: Gem. § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV entsteht für die Einspeisung von Biogas in das Fernleitungsnetz ausnahmsweise keine Netzeinspeiseentgeltzahlungspflicht. Zudem kann der Einspeisewillige von einem Anspruch auf vorrangigen Netzzugang profitieren (§ 34 GasNZV). Nach dem Begriffsverständnis des der Verordnung zugrundeliegenden EnWG ist Biogas: Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid jeweils nachweislich weit überwiegend (Anteil von mindestens 80 %) aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen (vgl. § 3 Nr. 13b EnWG).

Für den Vermarkter von Grünstrom können sich die dargestellten Netzzugangsvorteile zugunsten des Einspeisewilligen nur vorteilhaft auswirken, wenn eine Gaserzeugungsanlage in und um Berlin direkt mit EE-Strom beliefert werden könnte, die Biogas zur Einspeisung in das Gasnetz herstellen möchte. Die Herstellung von Biogas durch Umwandlung von Strom mit weit überwiegendem EE-Anteil dürfte nur dann zuverlässig nachweisbar sein, wenn der EE-Stromanteil direkt aus der EE-Anlage bezogen wird. Die Vorschriften setzen auf Abnehmerseite als Verwendungszweck für das Biogas dessen Einspeisung in das Netz voraus. Die Nutzung des Gases vor Ort wird rechtsfolgenrechtlich also nicht berücksichtigt. Daraus ergibt sich eine vorausgesetzte geographische Anordnung: Die EE-Strom- und Biogaserzeugungsanlage müssten per Direktleitung verbunden sein. Die Power-to-Gas-Anlage muss zudem über eine Zugangsmöglichkeit zur Gasnetzinfrastuktur verfügen.

37. BImSchV: Die 37. BImSchV regelt die Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die gesetzliche Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen nach § 37a Abs. 1 S. 1 und 2 i. V. m. Abs. 4 des BImSchG. Die Quotenverpflichtung trifft die Kraftstoffhersteller. Damit der synthetische Kraftstoff anrechenbar bleibt, muss der EE-Strom im Regelfall direkt von einer Stromerzeugungsanlage bezogen werden (§ 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 1 der 37. BImSchV).

Ausnahmsweise ist die Nutzung von Netzstrom bei der Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen unschädlich (§ 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 der 37. BImSchV). 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. Das Netz muss in einem Netzausbaugebiet (§ 36c EEG 2017 i. V. m. §§ 10 ff. Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEAV)⁷³) liegen.

Die direkte Belieferung von EE-Strom wird sich nur im Einzelfall im Grünstromvermarktungskonzept berücksichtigen lassen. Dies setzt zunächst voraus, dass sich im vorliegend betrachteten Gebiet in und um Berlin ein Kraftstoffhersteller finden lässt. Die Ausnahmeregelung in § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 der 37. BImSchV wird insbesondere deshalb nicht relevant werden, weil Berlin und Umgebung aktuell nicht im Netzausbaugebiet liegen.

Verordnung (EG) Nr. 443/2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen: Die Verpflichtungen zur Einhaltung der Emissionsnormen aus der Verordnung (EG) Nr. 443/2009, zuletzt geändert durch die VO (EU) 2015/6 trägt nicht dazu bei, dass sich neue Geschäftsfelder für einen Lieferanten von Grünstrom erschließen.

⁷³ Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.

Sie richtet sich an die Hersteller von Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen. Deren Neuwagenflotte darf bestimmte CO₂-Emissionswerte nicht überschreiten. Die Emissionswerte am Auspuff, nicht die Emissionswerte bei der Herstellung des Antriebs(-mittels) sind maßgeblich, sodass der Einsatz beispielsweise von brennstoffzell- oder batteriebetriebenen Fahrzeugen stark positiven Einfluss auf die Durchschnittswerte einer Fahrzeugflotte eines Herstellers hat. Der Antrieb von Fahrzeugen mit aus EE-Strom erzeugtem Gas findet keine vorteilhafte Berücksichtigung.

(2) Wärme

Die leitungsgebundene Wärmeversorgung wird im Energiewirtschaftsrecht nur punktuell und damit im Vergleich zu Elektrizität und Gas deutlich weniger umfassend geregelt. Der direkte Bezug von erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung kann nach Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV)⁷⁴ und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)⁷⁵ bei der primär-energetischen Bewertung von Gebäuden grundsätzlich vorteilhaft berücksichtigt werden. Da der Bereich der Wärmeversorgung in und um Berlin im Zeitpunkt der Studiererstellung eine (noch) untergeordnete Rolle spielt, wird von weiteren Ausführungen hierzu abgesehen.

7. Ableitung regulatorischer Anpassungen und daraus resultierende Auswirkungen auf Geschäftsmodelle: Welches rechtliche Optimierungspotenzial sehen wir, damit unsere EE-Stromveräußerungsidee Erfolg hat?

Auf einen Blick

Grundsätze einer innovativen EE-Stromveräußerungsform:

- Marktintegration
- Netz- bzw. Marktdienlichkeit
- Möglichst vorrangige und umfassende EE-Stromnutzung
- Treibhausgasminderungsziele

Ansatz für eine regulatorische Anpassung:

- Innovative EE-Stromveräußerungsform schaffen: für regionalen EE-Strom in Anlehnung an die sonstige Direktvermarktung. Tatbestandsvoraussetzung ist die Bilanzierung der Lieferung im regionalen Zusammenhang in Echtzeit in sortenreinen Bilanzkreisen. Wesentliche Vorteile sind:
 - Vermeidung einer Überförderung von EE-Strommengen durch Verzicht auf einen EEG-Zahlungsanspruch (vgl. sonstige Direktvermarktung)
 - Veräußerungsform ohne EEG-Zahlungsanspruch leistet einen Beitrag zur weiteren Marktintegration.
 - EEG-Systemfreundlich, da es als Unterfall der sonstigen Direktvermarktung nur der Ergänzung um die Tatbestandsmerkmale der Sortenreinheit (vgl. § 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2017) und der Lieferung im regionalen Zusammenhang bedarf.
- Nutzung der „grünen“ Eigenschaft in anderen Sektoren ermöglichen: Gleichstellung der in der innovativen Veräußerungsform bezogenen bilanziellen EE-Strommengen mit „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ in den produktseitig relevanten Vorschriften. Wesentliche Vorteile sind:
 - Aus der Bilanzkreisbewirtschaftung ergibt sich ein zuverlässiger Nachweis dafür, dass der Letztverbraucher eine bestimmte EE-Strommenge erhält und insofern die Nachfrage über das öffentliche Netz keine Anreize für konventionelle Stromerzeuger setzt.
 - Produktseitige Berücksichtigung kann einen Beitrag zur Netzentlastung leisten, der durch den regionalen Ansatz noch verstärkt wird und Abregelungen vermeiden.
 - Die Erreichung der Dekarbonisierungsziele kann gefördert werden.
 - Die Gleichstellung mit „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ dürfte mit europäischem Recht vereinbar sein.

Die Entwicklung von wirtschaftlich darstellbaren und u. U. an Netz- bzw. Marktdienlichkeit orientierten Grünstromprodukten würde erleichtert, wenn bilanziell nachweislich „grüne“ Strommengen mit „Strom aus erneuerbaren Energien“ gleichgestellt würden und rechtsfolgenrechtlich ebenfalls entlang der Stromliefer- und sodann der Wertschöpfungskette vorteilhaft Berücksichtigung finden dürften. Ein für die Zweckerreichung denkbarer Ansatz kann eine Stromveräußerungsform sein, die mit einem Nachweismechanismus hinterlegt ist, der es erlaubt, dass produktseitig relevante Vorschriften daran anknüpfen und den auf diesem Wege vermarkteten Strom wie physikalisch direkt gelieferten EE-Strom vorteilhaft berücksichtigen. Den in dieser Veräußerungsform

⁷⁴ Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

⁷⁵ Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.

gelieferten bilanziellen EE-Strommengen kann unter bestimmten Voraussetzungen eine wertsteigernde Eigenschaft zugewiesen werden. Dabei ist es dem Energiewirtschaftsrecht nicht gänzlich fremd, Netzstrom unter bestimmten Voraussetzungen vorteilhaft zu berücksichtigen. Beispielsweise erachtet die relativ junge 37. BImSchV in § 3 S.3 Abs. 2 Nr. 2 im Ausnahmefall die Nutzung von aus dem allgemeinen Netz der Versorgung bezogenem Strom zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen zur Erfüllung der Treibhausgasquotenverpflichtung für im Straßenverkehr genutzte Kraftstoffe unter restriktiven Voraussetzungen für unschädlich. Dies ist eine punktuelle jüngere Entwicklung im Energiewirtschaftsrecht, die allerdings darauf hindeuten könnte, dass die weitere Berücksichtigung bilanzieller EE-Strommengen künftig nicht ausgeschlossen ist.

a) Vermarktungsoption bilanziellen Grünstroms auf Basis sortenreiner Bilanzkreise

Sortenreine Bilanzkreise könnten eine zuverlässige Basis dafür bieten, neue Anreizsysteme im Energiewirtschaftsrecht zu schaffen. Mit ihrer Hilfe könnte die grüne Eigenschaft auch bilanzieller EE-Strommengen auf dem weiteren Stromliefer- bzw. Verwertungspfad nutzbar gemacht werden. Im Folgenden werden wesentliche Eckpunkte für eine EE-Stromveräußerungsform hergeleitet, auf der eine rechtsfolgende Berücksichtigung bilanzieller Grünstrommengen fußen kann, um sodann Vorzüge einer Verknüpfung mit Bilanzkreisen darzustellen.

b) Merkmale einer Veräußerungsform für bilanziellen Grünstrom

Ziel bei der Entwicklung eines innovativen gesetzlichen Veräußerungssystems für bilanziell „grüne“ Strommengen ist es, den Erhalt der „grünen“ Eigenschaft über die Stromlieferkette auf den weiteren Verwertungspfad auszudehnen und damit die aktuelle Beschränkung des Rechtsrahmens auf die Stromkennzeichnungsmöglichkeiten mit reiner Informationsfunktion zu überwinden.⁷⁶

Der aktuelle Rechtsrahmen erkennt grundsätzlich nur bei einer Zuleitung des EE-Stroms über Direktleitungen die „grüne“ Eigenschaft an und setzt damit faktisch meist den Aufbau paralleler Infrastruktur voraus. Beispiele sind:

- § 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 bereits einmal im Speicherprozess umgewandelt wurde.
- § 61 Abs. 1 Nr. 1 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 S. 3, Nr. 1 i. V. m. Anlage 1 - Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV⁷⁷): Direkter physikalischer Grünstrombezug zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe kann zur Erfüllung der Kraftstoffquoten genutzt werden.

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

Ausnahmsweise wird die Nutzung von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung als „grün“ rechtsfolgend vorteilhaft berücksichtigt. Ein allgemein anwendbares Beispiel findet sich in der 37. BImSchV.⁷⁸ Gem. § 3 Abs. 2 S. 3 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. Das Netz muss außerdem in einem Netzausbaugebiet (§ 36c EEG 2017 i. V. m. §§ 10 ff. EEA) liegen.

⁷⁶ Die Berücksichtigung bilanziell „grüner“ Strommengen im Energiewirtschaftsrecht nach § 42 Abs. 1 bis 5 EnWG beschränkt sich aktuell grundsätzlich auf eine Kennzeichnung dieser Strommengen im Lieferverhältnis zum Letztverbraucher zu Produktinformationszwecken.

⁷⁷ 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.

⁷⁸ 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)).

Aus der Begründung der Vorschrift und deren Merkmalen lassen sich gewissermaßen Leitplanken für die Ausgestaltung einer innovativen Grünstromveräußerungsform ableiten.

- **Treibhausgasminderungsziel:** Der Ordnungsgeber argumentiert in der Begründung für die Nutzung direkt bezogener EE-Strommengen im Regelfall mit der Befürchtung, dass bei der allgemeinen Zulassung des Netzstrombezugs zur Erzeugung von anderen Energieträgern der erhöhte Strombedarf mit Strom aus fossilen Kraftwerken bedient werden könnte. Das stünde im Widerspruch mit den Treibhausgasminderungszielen.⁷⁹ Die ausnahmsweise positive Berücksichtigung des Netzstrombezugs nach § 3 Abs. 2 S. 3 Nr. 2 BImSchV steht nicht im Widerspruch zum Treibhausgasminderungsziel, wenn man annimmt, dass sich in Engpassituationen aufgrund der Abschaltkaskade und der typischerweise hohen Windenergieerzeugung im Netzausbaugbiet bilanziell überwiegend EE-Strom im Netz befindet.
- **Netz- bzw. Systemdienlichkeit:** Netzausbaugbiete sind per Legaldefinition Gebiete, in denen die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind, § 36c Abs. 1 EEG 2017. Netzausbaugbiete sind derzeit durchweg durch eine vergleichsweise hohe Windenergieerzeugung geprägt, die stark von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind. 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, der in dem Bestreben, Abregelungen zu vermeiden zum Ausdruck kommt, dient der Zielerreichung.

Die Entwicklung einer EE-Stromveräußerungsform, die die Berücksichtigung bilanziell „grüner“ Strommengen ermöglicht, sollte sich an diesen Grundsätzen orientieren. Eine Bewertung eines innovativen Veräußerungssystems anhand der Kriterien Treibhausgasemissionsminderung, System- bzw. Netzdienlichkeit und der vorrangigen und möglichst umfassenden EE-Stromnutzung dürfte nur tragfähig sein, wenn der Umfang der EE-Stromnutzung zuverlässig nachvollzieh- und überprüfbar ist. Zu diesem Zweck bietet es sich an, die EE-Stromveräußerungsform für bilanziellen Grünstrombezug an Bilanzkreise zu knüpfen. Fragen zur unzulässigen Kumulierung von Fördermechanismen, die im Einzelfall relevant sein können, werden hier nicht untersucht.

c) 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 Regelzone⁸⁰ 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 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 begründeten „grünen“ Eigenschaft auf Basis von Bilanzkreisen gelingt über das EEG, das in § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 sortenreine Bilanz- oder Unterbilanzkreise determiniert (vgl. Seite 40).

Folgende Vorzüge können sich aus einer bilanzkreisgestützten Grünstromvermarktung ergeben. Durch die Bilanzierung in Bilanz- oder Unterbilanzkreis unter Einbeziehung von Letztverbrauchern entlang der Lieferkette dürfte gewährleistet sein, dass den Letztverbraucher bilanziell nur EE-Strom erreicht.

d) Nachweis der grünen Eigenschaft

Eine Protokollierung oder Registrierung einer in der EE-Stromveräußerungsform genutzten Menge bilanziell „grüner“ Stroms kann sich aus der Dokumentation der Bilanzkreisbewirtschaftung ergeben. Sie kann zwecks Übertrag- und Handelbarkeit der „grünen“ Eigenschaft entlang der Stromliefer- und Wertschöpfungskette ein Nachweissystem bieten, das es den Akteuren erleichtert, bilanziellen Grünstrom nachweislich in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Veräußerungsform 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-Zah-

⁷⁹ BT-Drs. 18/11283 v. 22.02.2017, S. 16.

⁸⁰ In Deutschland gibt es vier Regelzonen, die von den ÜNB verwaltet werden und dem sog. Netzregelverbands untergeordnet sind.

lungsanspruch 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 ergibt sich aus der Veräußerungsform selbst und soll der Handhabbarkeit in der Praxis dienen.

e) Vereinbarkeit mit Europäischen Vorgaben

Fraglich ist, ob Regelungen zu bilanzkreisgestützten (regionalen) Grünstrommengen mit europäischem Primär- und Sekundärrecht vereinbar sind. Wird aufgrund hoheitlichen Handelns ein Vorteil gewährt, kann er möglicherweise europarechtlich unzulässig sein, weil er in einem gemeinsamen Markt auf national produzierte EE-Strommengen begrenzt ist. Eine im nationalen Recht niedergelegte Anerkennung und Übertragbarkeit der dekarbonisierenden Eigenschaft von in nationalen Bilanzkreisen bilanzierten EE-Strommengen in andere Sektoren könnte einen solchen Vorteil darstellen.

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.⁸¹ 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)⁸² 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 –),⁸³ 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 Beihilferecht an. Im Folgenden werden die in diesem Kontext wesentlichen Aspekte überblicksartig und stark verkürzt dargestellt.

f) Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit, Artt. 34, 36 AEUV

Eine Regelung zur Implementierung des aufgezeigten bilanzkreisgestützten Ansatzes⁸⁴ dürfte nach hier vertretener Meinung mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar sein. 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 gem. Artt. 34, 35 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (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.

Der Ansatz könnte als bilanzkreisgestützte Veräußerungsform für EE-Strom im EEG verankert werden, 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. „Inlands-

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

82 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. [...]“.

83 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.“.

84 Vgl. oben.

vorbehalt“ 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. Die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft ist geeignet, einen Beitrag zum Ziel – die 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.

Vereinbarkeit mit europäischem Beihilferecht, Artt. 107, 108 AEUV: Die energiewirtschaftsrechtliche Gleichstellung bilanzieller EE-Strommengen mit physikalisch zugeleiteten EE-Strommengen kann nach hiesiger Ansicht mit europäischem Beihilferecht vereinbart werden. Die Weitergabemöglichkeit der „grünen“ Eigenschaft hat sich am EU-Beihilferecht 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 unstrittig keine Förderung darstellen würde. 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 darauf 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 – gleichzeitig 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 ergebenden – Eigenschaften und damit dessen Wert erhalten. Nach dem bestehenden energiewirtschaftsrechtlichen 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 der hier vertretenen 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 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 EEAG 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 erwerbbarer Graustrommix und sogar gegenüber „konventionellem“ EE-Strom mitverkauft und -geliefert werden kann.⁸⁵ Eine Überkompensation 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-ungeförderte 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.

⁸⁵ 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.“

Verzeichnisse

Literaturverzeichnis

- Agentur für Erneuerbare Energien. Bruttostromverbrauch in Brandenburg. Zugriff am 29. Mai 2018. <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BB/kategorie/strom/auswahl/739-bruttostromverbrauch>.
- Agentur für Erneuerbare Energien. Installierte Leistung Windenergie onshore, Photovoltaik, Biogas, Biomasse, Wasserkraft. Zugriff am 29. Mai 2018. <https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/>.
- Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.). 2011. Erneuerbare-Energien-Gesetz – Kommentar. 3. Auflage.
- Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.). 2013. Erneuerbare-Energien-Gesetz – Kommentar. 4. Auflage.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB). 2018. „Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern.“ www.ag-energiebilanzen.de. 02. Februar. Zugriff am 26. März 2018. https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKewitw9-g6lnaAhUD_iwKHfyMDOMQFggsMAE&url=https%3A%2F%2Fag-energiebilanzen.de%2Findex.php%3Farticle_id%3D29%26fileName%3D20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf&usq=AOvVaw1pvd2hNIRjvM.
- Bergner/Siegel/Quaschnig. 2018. Das Berliner Solarpotenzial. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Zugriff am 22. Oktober 2018. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Berlin-2018-Das-Berliner-Solarpotenzial.pdf>.
- Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030. Zugriff am 9. Juli 2018. https://www.berlin.de/senuvk/klimaschutz/bek_berlin/download/BEK-2030-Beschlussfassung.pdf.
- Bundesgerichtshof (BGH). Beschluss vom 20.6.2017 – EnVR 24/16 –, EnWZ 2017, 454.
- Bundesnetzagentur. 2017. „Monitoringbericht 2017; Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB.“ Zugriff am 04. Juni 2018. <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwjInbr-5rnbAhWQJVAKHccBCZMQFggnMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.bundesnetzagentur.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FE%2FAllgemeines%2FBundesnetzagentur%2FPublikationen%2FBerichte%2F2017%2FMon>.
- Bundesnetzagentur. 2017. Bedarfsermittlung 2017–2030, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030.
- Bundesnetzagentur. 2017. Festlegung der Verteilernetzbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten.
- Bundesnetzagentur. 2017. Flexibilität im Stromversorgungssystem.
- Bundesnetzagentur. 2018. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Q4 2017.
- Bundesnetzagentur. 2018. Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0, Juni 2018.
- Bundesnetzagentur. o.J. Stromerzeugung – realisierte Stromerzeugung in der Regelzone 50 Hertz. Zugriff am 29. Mai 2018. https://smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726.

- Bundesnetzagentur. o.J. Bilanzkreisvertragsmuster der BNetzA. Zugriff am 17. Januar 2018. 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.
- Bundesnetzagentur. o.J. Stromverbrauch – realisierter Stromverbrauch in der Regelzone 50 Hertz, Zugriff am 29. Mai 2018. https://smard.de/home/downloadcenter/download_marktdaten/726, abgerufen am 29.05.2018.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). 2017. Diskussionspapier Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). 2017. Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Zugriff am 10. August 2018. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Entwicklung der Strompreise. Zugriff am 7. August 2018. <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/entwicklung-der-strompreise/>.
- Consentec/Becker Büttner Held/Ecofys. 2018. Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz. Studie im Auftrag des BMWi.
- David.Berlin. Energiewirtschaftsstelle. Zugriff am 22. Oktober 2018. <https://david.berlin/energiewirtschaftsstelle>.
- Deutsche WindGuard. 2016. Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Zugriff am 9. Juli 2018. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Perspektiven%20f%C3%BCr%20den%20Weiterbetrieb%20von%20WEA%20nach%202020.pdf.
- Deutscher Bundestag. 1998. Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform. Drucksache 14/40.
- Deutscher Bundestag. 2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Drucksache 17/6072.
- Deutscher Bundestag. 2016. Beschlussempfehlung und Bericht a) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 18/7317 – Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) b) zu dem Antrag der Abgeordneten Oliver Krischer, Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 18/7369 – Zukunft des Strommarktes – Mit ökologischem Flexibilitätsmarkt klimafreundliche Kapazitäten anreizen und Kohleausstieg einleiten. Drucksache 18/8915.
- Deutscher Bundestag. 2016. Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Drucksache 18/7555.
- Deutscher Bundestag. 2017. Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV). Drucksache 18/11283.
- Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.
- Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist.
- Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Juni 2018 (BGBl. I S. 862) geändert worden ist.
- Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.

- Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.
- Europäische Kommission. Dritter Bericht über die Lage der Energieunion. COM(2017) 688 final. 23.11.2017.
- Europäische Kommission. EEAG. 2014/C 200/01.
- Europäische Kommission. Entwurf EE-RL – neu –. COM(2016) 767 final, 2016/0382 (COD).
- Fachagentur Windenergie an Land. Analyse der Standortqualitäten von Windenergieanlagen. Zugriff am 29. Mai 2018. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_WEA-Standortqualitaeten_AnIReg_05-2016.pdf.
- Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 118 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist.
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498 – Nr. 55) das zuletzt durch Gesetz vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034, Nr. 43), das zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes vom 26.07.2016 (BGBl. I S. 1786, Nr. 37).
- Greb/Boewe (Hrsg.). Erneuerbare-Energien-Gesetz – Beck'scher Online-Kommentar. 6. Edition, Juli 2017.
- Lerm/Klobasa/von Bonin. 2018. 2. Wissenschaftlicher Gesamtbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2018. Zugriff am 9. Juli 2018. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-1-querschnittsvorhaben.pdf?__blob=publicationFile&v=9.
- Oschmann. 2004. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. In: NVwZ 8/2004, S. 910-912.
- Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Q4/2017, BNetzA, Juni 2018. Zugriff am 9. August 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html;jsessionid=DD3E4F84F7638A-F422E82948F64651B8#doc266942bodyText1.
- Stromnetz Berlin. Zeitlicher Verlauf der Last im Verteilungsnetz 2017. Zugriff am 29. Mai 2018. www.stromnetz.berlin/de/stromnzv.htm.
- Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Juni 2018 (BGBl. I S. 865) geändert worden ist.
- Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 27. August 2017 (BGBl. I S. 3299; 2018 I 126) geändert worden ist.
- Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE). 2015. Der Zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende.
- Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabeverordnung – KAV) vom 9.1.1992 (BGBl. I S. 12, 407) das zuletzt durch Verordnung vom 1.11.2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.
- ZSW/Bosch & Partner. 2017. Wissenschaftlicher Zwischenbericht, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 97 EEG, Teilvorhaben IIc): Solare Strahlungsenergie.

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	Grds.	Grundsätzlich
Abs.	Absatz	Hs.	Halbsatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union	i.H.v.	In Höhe von
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen	i.S.d.	Im Sinne des
Alt.	Alternative	i.S.v.	Im Sinne von
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	i.V.m.	In Verbindung mit
BEG	Bürgerenergiegesellschaft	Insb.	Insbesondere
BEK	Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm	JDL	Jahresdauerlinien
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BGBI.	Bundesgesetzblatt	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
BGH	Bundesgerichtshof	NEP	Netzentwicklungsplan
BHKW	Blockheizkraftwerk	Nr.	Nummer
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz	p.a.	Per annum
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	PBefG	Personenbeförderungsgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur	PSW	Pumpspeicherkraftwerk
Bspw.	Beispielsweise	PtX	Power-to-X
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache	PV	Photovoltaik
Bzw.	Beziehungsweise	Rd.	Rund
d.h.	Das heißt	Rechtl.	Rechtlich
EE	Erneuerbare Energien	RL	Richtlinie
EEAG	Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien	RLM	Registrierenden Leistungsmessungen
EEAV	Verordnung zur Ausführung der Erneuerbare-Energien-Verordnung	Rn.	Randnummer
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	s.	siehe
EE-RL	Erneuerbare-Energien-Richtlinie	S.	Seite
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung	SGK	Stromgestehungskosten
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz	SLP	Standardlastprofile
EG	Europäische Gemeinschaft	s.o.	Siehe oben
EinsMan	Einspeisemanagement	Sog.	Sogenannte
EnEV	Energieeinsparverordnung	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen	StromStG	Stromsteuergesetz
EWS	Energiewirtschaftsstelle	StromStV	Stromsteuer-Durchführungsverordnung
GasNEV	Gasnetzzugangsverordnung	u.	und
Gem.	Gemäß	u.a.	Unter anderem
Ggf.	Gegebenenfalls	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Ggü.	Gegenüber	u.U.	Unter Umständen
		UWG	Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb
		z.T.	Zum Teil

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Räumliche Ausdehnung des Projektraums Grünes B.	10
Abbildung 2:	Darstellung der EE-Anlagen des in Grünes B exemplarisch betrachteten Portfolios.	11
Abbildung 3:	Lose Berliner Liegenschaften und jeweilige Stromlast für den Zeitraum eines Jahres.	11
Abbildung 4:	Strombedarf und EE-Erzeugung im Projektraum Grünes Berlin im Jahr 2017 ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Last (Werte in GWh/a).	12

Abbildung 5:	15-minutenscharf aufgelöste Lastgänge von EE-Erzeugung aus Solar- und Windenergieanlagen und Stromlast (Lose 1–6) für den Beispielzeitraum Juni 2017.	15
Abbildung 6:	Systemstromverbrauch, Systemüberschussstrom und Zusatzstrombezug bei Belieferung einzelner Lose und gegebenem „EE-Portfolio Grünes B“, unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit auf viertelstündlicher Basis, Werte für 2017.	16
Abbildung 7:	Systemdeckungsgrad und Systemstromverbrauchsanteil bei Belieferung einzelner Strombedarfslose aus betrachtetem „EE-Portfolio Grünes B“, Werte für 2017.	16
Abbildung 8:	Mittlere Kosten und Erlöse eines regionalen Grünstromtarifs auf Grundlage eines Preisaufschlags (hier: 15 €/MWh) für den EE-Strom aus dem „EE-Portfolio Grünes B“, Werte für 2017.	18
Abbildung 9:	Korrelation zwischen Börsenstrompreis und EE-Erzeugung sowie Stromlast (Lose 1–6), Werte für 2017	19
Abbildung 10:	Räumliche Gliederung der Metropolregion Berlin-Brandenburg nach PLZ-Gebieten, sowie Region „Berlin+50 km“ entsprechend § 79a EEG 2017.	21
Abbildung 11:	Installierte Leistung sowie Jahresproduktion der vorhandenen EE-Anlagen sowie Höchstlast und Jahresverbrauch der Stromlasten in verschiedenen Regionen von Berlin-Brandenburg, Werte für 2017.	23
Abbildung 12:	Systemstromerzeugung/-verbrauch und -überschuss gegenüber Strombedarf, Zusatzstrombezug sowie Residuallast verschiedener (Teil-)Regionen Berlin-Brandenburgs, Werte für 2017.	24
Abbildung 14:	Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast verschiedener (Teil-)Regionen in Berlin-Brandenburg, Werte für 2017.	25
Abbildung 13:	Dauer von strombedingten Redispatch-Maßnahmen der am stärksten betroffenen Netzelemente im Gesamtjahr 2017 (linke Seite); Bestätigte Maßnahmen des NEP 2017–2030 (rechte Seite).	26
Tabelle 1:	Mittlere SGK in Abhängigkeit zur Standortgüte von in 2017 bezuschlagten BEG-Anlagen, genehmigten und im Februar/Mai 2018 bezuschlagten Anlagen und Anlagen im Übergangssystem mit Inbetriebnahmedatum bis Ende 2018.	34
Tabelle 2:	Gegenüberstellung der Bandbreite der SGK mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Stand Dezember 2017).	36
Tabelle 3:	Status Quo der Leistungen (MW) in der geförderten Direktvermarktung mit Marktprämie sowie Zuwächse bis April 2018.	41
Abbildung 15:	Anteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung (geförderte und sonstige Direktvermarktung) nach erneuerbaren Energietechnologien von 2012 bis April 2018.	41
Tabelle 4:	Ausschreibungsergebnisse der Wind an Land-Ausschreibungsrunden Mai 2017 bis Mai 2018 und teilweise August 2018.	42
Tabelle 5:	Ausschreibungsergebnisse der Solar-Ausschreibungsrunden April 2015 bis Juni 2018.	42
Tabelle 6:	Ausschreibungsergebnisse der Biomasse-Ausschreibungsrunde September 2017 und teilweise September 2018.	43

