

Grüner Strom aus der Region für die Region

Bettinger, Carola; Holstenkamp, Lars

Publication date:
2015

Document Version
Verlags-PDF (auch: Version of Record)

[Link to publication](#)

Citation for pulished version (APA):

Bettinger, C., & Holstenkamp, L. (2015). *Grüner Strom aus der Region für die Region: Bericht über den gleichnamigen Workshop im Rahmen des Energieforums 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg*. (Arbeitspapierreihe Wirtschaft und Recht; Nr. 24). Universität Lüneburg, Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen (IBFR).

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal ?

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Grüner Strom aus der Region für die Region

**Bericht über den gleichnamigen Workshop im Rahmen des Energieforums
2015 an der Leuphana Universität Lüneburg**

Carola Bettinger, Lars Holstenkamp
Oktober 2015

Green Electricity From and For the Region

**Report on a workshop within the Energy Forum 2015 at Leuphana University of
Lüneburg**

Carola Bettinger, Lars Holstenkamp
October 2015

Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht
Working Paper Series in Business and Law

Nr. 24/No. 24

www.leuphana.de/businessandlaw
ISSN 1866 - 8097



Grüner Strom aus der Region für die Region

Bericht des gleichnamigen Workshops im Rahmen des Energieforum 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg[‡]

Carola Bettinger[§], Lars Holstenkamp^{**}
Oktober 2015

Zusammenfassung:

Neben dem bisherigen Förderregime der festen Einspeisevergütung für aus Erneuerbaren Energien erzeugten Strom haben sich weitere Vermarktungswege innerhalb und außerhalb einer Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz etabliert. Im Projekt Smart Micro-Grids[‡] werden unter anderem diese Vermarktungswege betrachtet, da sie sich auch an regionale Abnehmer wenden können und damit marktliches Konstrukt darstellen, in welchen ein regionaler Abgleich von Erzeugung und Verbrauch stattfinden kann. Innerhalb des Workshops „Grüner Strom aus der Region für die Region“ im Rahmen des Energieforum am 23. September 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg wurden Vertreter der drei Unternehmen Bürgerwerke eG, Grünstromwerk GmbH und WEMAG AG von der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft eingeladen, um über Erfahrungen, Risiken und Entwicklungen regionalen Vermarktungswegen zu diskutieren.

Dieses Arbeitspapier gibt den Diskussionsstand des Workshops wieder und bündelt aufgeworfene Aspekte in den Stand der einschlägigen Literatur ein. Zentrale, im Workshop angesprochene Themenschwerpunkte sind dabei wirtschaftliche und technische Aspekte der Umsetzung, Aspekte zu Kundenwünschen und entscheidenden Produkteigenschaften sowie damit einhergehend Unzulänglichkeiten der bestehenden Stromzertifizierung, politische Gesichtspunkt zu genutzten Anreizmechanismen sowie Perspektiven regionaler Stromprodukte.

Schlüsselwörter: regionale Stromprodukte, regionale Direktvermarktung, geförderte Direktvermarktung, sonstige Direktvermarktung, Mieterstrommodelle, Kunden regionale Stromprodukte, Grünstromzertifikate

Abstract:

Besides the established support mechanism of feed-in-tariffs for renewable energies, more and more alternative marketing channels are used within and without support through the Renewable Energy Act. Within the project “Smart Micro-Grids”[‡] these marketing channels are looked at as they can also serve local electricity consumers and therefore be a business structure where production is aligned with local consumption over time. For the workshop „Green electricity from the region and for the region“ within the annual Energy Forum at Leuphana University Lüneburg on 23 September 2015 representatives of the three companies Bürgerwerke eG, Grünstromwerk GmbH und WEMAG AG have been invited to discuss experiences, risks, and the development of the regional marketing of renewable energies.

This working paper reports the state of the debate during the workshop and embeds the mentioned aspects into the current state of relevant literature. Important aspects mentioned within the workshop are economic and technical aspects within the implementation, customer requests and crucial product properties and thus

[‡] Der Workshop wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Projekts „Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte ‚intelligente‘ Versorgungs- und Verbrauchsnetze (Smart Microgrids)“ durchgeführt, Förderkennzeichen: 03EK3524D. Die Verfasserin und der Verfasser danken Mathias Groth, Tim Meyer und Torsten Schwarz für ihre aktiven Beiträge sowie den Gästen der Veranstaltung für Fragen und Diskussionen.

[§] Wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg im Projekt Smart Microgrids (SMiG).

^{**} Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg.



shortcomings of the current electricity certification, political aspects on used incentive systems as well as perspectives of local electricity products.

Keywords: local electricity products, local direct marketing, promoted direct marketing, other direct marketing, electricity for tenants, customers of local electricity, green electricity certificates

JEL-classification: Q42, Q48, M31

Korrespondenz:

Carola Bettinger, Leuphana Universität Lüneburg, Fak. W/Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Scharnhorststraße 1, 21335 Lüneburg, Fon +49.4131.677-2101, Fax +49.4131.677-2169, E-Mail: carola.bettinger@leuphana.de



Inhalt

I. EINLEITUNG	5
A. Thematischer und organisatorischer Hintergrund des Workshops.....	5
1. Zum Gegenstand und zur Zielsetzung des Workshops.....	5
2. Zum Kontext des Workshops: das Leuphana Energieforum	5
3. Zur Einbettung des Workshops: das Projekt Smart Microgrids (SMiG).....	6
B. Zum Hintergrund: Vermarktungsmodelle für Erneuerbare Energien	6
1. Im EEG vorgesehene Vermarktungswege für Erneuerbare Energien.....	6
2. Die Kennzeichnung für Strom aus Erneuerbaren Energien	7
C. Referenten des Energieforums und regionale Stromprodukte der Unternehmen.....	9
1. Regionales Stromprodukt bzw. Mieterstrommodelle der WEMAG AG.....	9
2. Regionale Stromprodukte und Mieterstrommodelle der Grünstromwerk GmbH.....	10
3. Stromvermarktung regionaler Erzeugergesellschaften durch die Bürgerwerke eG	10
II. UMSETZUNG DER MODELLE.....	11
A. Technische Gesichtspunkte	11
1. Strommix und Bilanzkreismanagement	11
2. IT-Infrastruktur.....	11
B. Risiken	12
III. KUNDENWÜNSCHE UND PRODUKTEIGENSCHAFTEN	13
A. Mehrpreisbereitschaft.....	13
1. Preis als wesentliche Eigenschaft – hohe Preissensitivität	13
2. Höhe der Prämie	13
3. Ausschöpfung der Mehrpreisbereitschaft durch Produktdifferenzierung?.....	14
B. Ehrlichkeit des und Vertrauen in das stromliefernde Unternehmen	14
C. Regionale Wertschöpfung	14
D. Profilgleichheit.....	15
IV. POLITISCHE GESICHTSPUNKTE	15
A. Grünstromzertifikate	15
B. Entsolidarisierung.....	16
C. Verteilte Akteure, Akteursvielfalt und Komplexität	16
D. Netzentlastung durch Bündelung von Verbraucherinnen/Verbrauchern und Erzeugung vor Ort.....	16
E. Grünstrommarktmodell und Internalisierung externer Effekte	17
V. PERSPEKTIVEN	17
A. Regulatorische Entwicklungen	17
B. Autarke Lösungen	17
C. Digitalisierung und Smart Meter	18
D. Neue Rollen im Energiemarkt.....	18
VI. FAZIT.....	18
LITERATUR	20



I. Einleitung

A. Thematischer und organisatorischer Hintergrund des Workshops

1. Zum Gegenstand und zur Zielsetzung des Workshops

Das Team der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft führte im Rahmen des Energieforums an der Leuphana Universität Lüneburg am 23.09.2015 den Workshop „Grüner Strom aus der Region für die Region“ durch. In der Praxis haben bereits einzelne Akteure Geschäftsmodelle zur regionalen Vermarktung von Erneuerbaren Energien etabliert, welche sich unterschiedlicher Organisationsformen, unterschiedlicher rechtlicher Anreizstrukturen sowie unterschiedlicher Kundenvorstellungen einer nachhaltigen Energieversorgung bedienen. Sie bedienen dabei teilweise eine begrenzte Kundengruppe mit Hilfe einer kleinteiligen Organisation. Manche schaffen aber auch regionale Produkte, die wie herkömmliche Elektrizitätsprodukte einer großen Kundengruppe zugänglich sind.

Ziel des Workshops war es, mit Unternehmen, welche unterschiedliche Vermarktungsformen bereits nutzen, sowie mit anderen Praxisakteuren aus der Region Lüneburg und angrenzenden Regionen die Perspektiven lokaler bzw. regionaler Stromvermarktung zu diskutieren. Dabei sollten die Erwartungen der Kundinnen und Kunden, die Gefahren für die Umsetzung der unterschiedlichen Vermarktungswege und die notwendigen Änderungen, derer es bedarf, um eine umfassendere lokale Stromversorgung zu etablieren, näher betrachtet werden.

Zum Workshop wurden Vertreter dreier Unternehmen, die in diesem Bereich aktiv sind, eingeladen (*siehe I.C*), von ihren Erfahrungen zu berichten und miteinander kritische Punkte zu diskutieren. Im zweiten Teil des Workshops wurde das Plenum einbezogen. Im vorliegenden Arbeitspapier werden die Ergebnisse des Workshops wiedergegeben. Diese werden – nach einer kurzen Darstellung des Hintergrundes (I.A.2 und I.A.3), einer Überblicksdarstellung zu den einzelnen Vermarktungswegen für Erneuerbare Energien (I.B) und der von den drei Unternehmen aktuell angebotenen regionalen Produkte (I.C) – gruppiert nach vier thematischen Schwerpunkten vorgestellt: technische Aspekte und Risiken im Zusammenhang mit der Umsetzung (II.), Kundenwünsche und Produkteigenschaften (III.), politische und rechtliche Rahmensetzungen (IV.) sowie Perspektiven (V.).

2. Zum Kontext des Workshops: das Leuphana Energieforum

Das Leuphana Energieforum vernetzt seit 2012 als jährliche Konferenz Wirtschaft, Politik, Wissenschaft und Zivilgesellschaft in Norddeutschland. In Fachbeiträgen, Podiumsdiskussionen, Workshops und im Rahmenprogramm werden maßgebliche Fragen der Energiewende wie die Bürgerbeteiligung, neue Speichertechnologien oder die Förderung der Erneuerbaren Energien diskutiert.

Das Leuphana Energieforum wurde 2012-2014 vom Innovations-Inkubator in Zusammenarbeit mit der Fakultät Nachhaltigkeit ausgerichtet. Der Innovations-Inkubator Lüneburg war ein EU-Großprojekt, gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) mit einem Gesamtvolumen von fast 100 Millionen Euro. Seit 2015 wird es ohne finanzielle Förderung aus EU-Mitteln mit Unterstützung der Metropolregion Hamburg, dem Cluster Erneuerbare Energien Hamburg, der Industrie- und Handelskammer Lüneburg-Wolfsburg, der Handwerkskammer Braunschweig-Lüneburg-Stade sowie dem Verbund für Nachhaltige Wissenschaft (NaWis) fortgeführt.

Am 23. September 2015 diskutierten unter dem Titel „Impulse für die Energiewende in Norddeutschland“ ca. 170 Teilnehmerinnen und Teilnehmer den aktuellen Stand der Energiewende mit Blick auf Herausforderungen in der Region.



3. Zur Einbettung des Workshops: das Projekt Smart Microgrids (SMiG)

Der Workshop entstand im Rahmen des Projekts „Smart Microgrids“¹, an welchem die Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft beteiligt ist. Das Projekt befasst sich mit den Möglichkeiten zum regionalen Ausgleich von Stromerzeugung und -nutzung. Erfolgt ein gewisser Ausgleich bzw. eine Verstetigung auf Ebene des Verteilnetzes, könnten vorgelagerte Netzebenen entlastet und die notwendigen Ausbauten, insbesondere auf Übertragungsnetzebene, verringert werden.

Die innerhalb eines solchen zunächst rein technischen Konzepts realisierbaren Geschäftsmodelle hängen maßgeblich vom rechtlichen Rahmen ab, hier insbesondere von den Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), aber auch anderen Vorschriften wie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) oder dem Stromsteuergesetz (StromStG). Dieser Rechtsrahmen ist insbesondere bei der Vermarktung von Erneuerbaren Energien starken Veränderungen unterworfen. So sind Regelungen zur Eigenversorgung oder zum direkten Verbrauch vor Ort sowie die damit einhergehenden Abgaben- und Umlagenbefreiungen noch recht jung und Diskussionen unterworfen.

Das Projekt „Smart Microgrids“ bezieht sich auf zwei Projektregionen (Mecklenburgische Seenplatte und Harz), innerhalb welcher in einzelnen interessierten Gemeinden gemeinsame Workshops mit den Praxisakteuren vor Ort durchgeführt werden. Dabei werden innerhalb der Projektgemeinden mit den Forschungspartnern konkrete Umsetzungsmöglichkeiten für Smart-Microgrid-Konzepte erarbeitet.

B. Zum Hintergrund: Vermarktungsmodelle für Erneuerbare Energien

1. Im EEG vorgesehene Vermarktungswege für Erneuerbare Energien

In **Abbildung 1** werden die möglichen Vermarktungswege für Strom aus Erneuerbaren Energien dargestellt. Dabei spielte im bisherigen Förderregime die Abgabe des Stroms an den Netzbetreiber gegen eine feste EEG-Vergütung eine zentrale Rolle (im EEG 2014: „anzulegender Wert“). Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) verpflichtet, den Strom aus EEG-Anlagen an der Börse zu veräußern.



	Modelle	Anreize	Vermarktung	Bilanzkreis
1. Abgabe an Netzbetreiber	Feste Einspeisevergütung	Feste EEG-Vergütung	Netzbetreiber an Börse	Netzbetreiber
2. Direktvermarktung	Geförderte Direktvermarktung	Marktprämie	Vermarkter an Börse	Vermarkter/ Anlagenbetreiber
	Sonstige Direktvermarktung	Mehrpreisbereitschaft Kunde	Vermarkter an Verbraucher	Vermarkter/ Anlagenbetreiber
	Grünstrom-Vermarktung?	?	Vermarkter an Verbraucher	Vermarkter/ Anlagenbetreiber
3. Verbrauch vor Ort	Eigenverbrauch	Einsparung Abgaben/ Umlagen	Anlagenbetreiber/ Netzbetreiber	Kein Bilanzkreis
	Direktlieferung	Einsparung Abgaben/ Umlagen f	Anlagenbetreiber/ Netzbetreiber	Kein Bilanzkreis

Abbildung 1: Mögliche Vermarktungswege für Strom aus Erneuerbaren Energien

Die Direktvermarktung nach Marktprämienmodell („geförderte Direktvermarktung“) wurde mit dem EEG 2012 eingeführt (§ 33b Nr. 1 EEG 2012), zunächst in optionaler Form (§ 33g EEG 2012). Seit Inkrafttreten des EEG

¹ Für Details zum Forschungsvorhaben vgl. die Informationen auf der Projektwebsite unter <http://www.smig2013.de/index.php?id=357>.



2014 ist die Direktvermarktung gemäß Marktprämienmodell für Neuanlagen ab 500 kW Leistung verpflichtend. Dieser Schwellenwert wird ab 2016 auf 100 kW herabgesetzt (§ 37 Abs. 2 EEG 2014). Der Strom wird durch einen „Direktvermarkter“ veräußert; für die Börsenabwicklung wird ggf. ein Broker eingeschaltet. Der Direktvermarkter – bei eigener Vermarktung der Anlagenbetreiber – wird mit der Bilanzierung innerhalb seines Bilanzkreises betraut.

Das EEG 2012 sah in § 33b als weitere Formen der Direktvermarktung die Nutzung des so genannten Grünstromprivilegs (Nr. 2) sowie die sonstige Direktvermarktung (Nr. 3) vor. Das Grünstromprivileg für Anlagen, die die Voraussetzungen des § 39 EEG erfüllten, sah eine Befreiung von der EEG-Umlage vor. Es verlor bereits mit dem EEG 2012 an Bedeutung und wurde mit dem EEG 2014 dann gänzlich abgeschafft. Die sonstige Direktvermarktung ist in der Praxis selten anzutreffen, weil und solange die Stromgestehungskosten deutlich oberhalb der Börsenpreise liegen. Diese Vermarktungsvariante rechnet sich mithin nur dann, wenn die Kundinnen und Kunden bereit sind, einen höheren Preis zu zahlen (Mehrpreisbereitschaft bzw. „Prämie“).

Durch das EEG geförderter Strom darf wegen des Doppelvermarktungsverbots in § 80 EEG 2014 nicht zugleich als Grünstrom verkauft werden. Dies gilt auch für Strom, der gemäß Marktprämienmodell direkt vermarktet wird, nicht aber für die sonstige Direktvermarktung. Zudem ermächtigt das EEG 2014 den Gesetzgeber, eine Verordnung zu erlassen, die eine Grünstromvermarktung von Elektrizität aus EEG-Anlagen ermöglicht (§ 95 Nr. 6 EEG 2014). Von der Verordnungsermächtigung hat der Gesetzgeber bislang allerdings keinen Gebrauch gemacht.

Der – zwischenzeitlich geförderte – direkte Verbrauch, d. h. die Nutzung des Erneuerbare-Energien-Stroms, bevor er in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, hat mit den Absenkungen der Vergütung für Photovoltaik (PV)-Anlagen und starken Preisdegressionen für PV-Anlagen an Attraktivität gewonnen: Ein Teil der Umlagen und Abgaben fällt hier nicht an. Die Gestehungskosten für Strom aus PV-Anlagen sind unter den Haushaltsstrompreis gefallen („grid parity“).² Damit rechnet sich der Eigenverbrauch, solange hierfür keine oder nur ein geringer Teil der EEG-Umlage und keine Netzentgelte zu zahlen sind.

Eine Sonderform stellt die Nutzung von Arealnetzen dar: Werden Kund/innen nicht über das Netz der öffentlichen Versorgung, sondern ein eigenes Netz (z. B. in einem Industriegebiet, seltener: in einem Neubaugebiet) mit Strom beliefert, entfallen die Netzentgelte und damit verbundene öffentliche Abgaben.

2. Die Kennzeichnung für Strom aus Erneuerbaren Energien

Bei der Kennzeichnung von Strom aus Erneuerbaren Energien ist zunächst zwischen Herkunftsnachweisen und Zertifizierungen zu unterscheiden. Herkunftsnachweise bescheinigen zunächst ausschließlich die Herkunft des produzierten Stroms und dienen insbesondere zur Sicherstellung, dass Strom bestimmter Herkunft nicht mehrfach vermarktet wird. Siegel können auf der Registrierung von Strom aus Erneuerbaren Energien aufbauen, bescheinigen dann aber verschiedene weitere Kriterien, die als wesentlich für den Nachweis des (ökologischen) Nutzens angesehen werden.

Herkunftsnachweise:

Im Rahmen der EG-Richtlinie 2009/28/EC verfolgen die europäischen Länder einen gemeinsamen Standard zur Registrierung und Entwertung von Strom aus Erneuerbaren Energien, das European Energy Certificate System (EECS). In Deutschland wird das zugehörige Herkunftsnachweisregister (HkNR) durch das Umweltbundesamt geführt. Für Elektrizität aus Erneuerbaren Energien können handelbare Herkunftsnachweise (Guarantees of Origin – GoOs) beantragt werden, sofern die Anlagenbetreiber keine Förderung durch das EEG erhalten. Herkunftsnachweise können gekoppelt an die physische Stromlieferung bzw. ohne Kopplung ausgestellt werden. Beim Handel an Letztverbraucher werden die Herkunftsnachweise im Herkunftsnachweisregister entwertet (§ 79 EEG 2014 i. V. m. Herkunftsnachweisverordnung, HkNV).³

² Für eine kritische Analyse des Netzparitätskonzepts und der Implikationen bei Erreichen von Netzparität vgl. z. B. Elliston et al. (2010).

³ Die Verordnung dient der Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009, ABl. L 140 v. 05.06.2009, S. 16. Rechtliche Basis ist § 55 EEG 2011, daneben die Nachweispflicht für Grünstrom (§ 42 EnWG).



Bei dem Handel mit ungekoppelten Zertifikaten erfolgt eine physische Lieferung mit z. B. an der europäischen Strombörse (European Power Exchange, EPEX) erworbenem Strom aus einer oder mehreren beliebigen Anlagen in Europa. Die Entwertung von Herkunftsnachweisen erfolgt dann mengengleich (monatliche Abrechnung), jedoch unabhängig von der viertelstündlichen Bilanzierung im Bilanzkreis. Die Herkunftsnachweise können ebenfalls z. B. an der EPEX erworben werden. Dabei werden an der EPEX die drei Produktqualitäten „Nordic Hydro“, „Alpine Hydro“ sowie „Northern Continental Europe Wind Power“ gehandelt; für die verschiedenen Qualitäten können sich also theoretisch unterschiedliche Handelspreise einstellen. Faktisch kam es aber seit Beginn des Handels im Juni 2013 nur zu einem Handel innerhalb der Kategorie „Nordic Hydro“.⁴ Die Preise für dieses Produkt haben sich im Jahr 2014 von ca. 0,015 ct./kWh am Anfang des Jahres zu 0,008 ct./kWh am Ende des Jahres entwickelt. Die niedrigen Preise sind darauf zurückzuführen, dass die Nachfrage nach Ökostrom nach wie vor das Angebot an skandinavischer Wasserkraft deutlich unterschreitet. Dies führte bei Umweltverbänden zu der scharfen Kritik, dass Ökostromprodukte, die ausschließlich auf dem EECS basieren, keinen ökologischen Mehrwert hätten, da kein zusätzlicher Ausbau von EE-Anlagen durch die höhere Zahlung des Kunden angeregt werde.

Erfolgt eine Vermarktung von gekoppelten Zertifikaten, wird im Bilanzkreis des Händlers ebenfalls der Erzeugungslastgang der Erneuerbare-Energien-Anlage selbst bilanziert. Im Handel sind individuelle Kontrakte mit den Betreibern der Erneuerbare-Energien-Anlagen notwendig, ein Einkauf über die Börse ist nicht möglich. Ein solches zeitgleiches Versorgungsmodell ist wegen des viertelstündlichen Ausgleichs mit deutlich höherem Aufwand verbunden.⁵ Bürgerwerke schätzen die Mehrkosten auf ca. 0,5 – 1,0 ct./kWh ein. Wird ein gekoppeltes Produkt aus einer deutschen Anlage vermarktet, ergeben sich zudem wesentlich höhere Handelspreise, da eine Konkurrenz zur EEG-Vergütung besteht. Derzeit beträgt die durchschnittliche EEG-Vergütung deutscher Anlagen 27 ct/kWh. Dies ist maßgeblich durch vergleichsweise hohe Vergütungssätze alter Anlagen bedingt, neuere PV-Anlagen erhalten derzeit zwischen gut 8 ct/kWh und gut 12 ct/kWh, neuere Windenergieanlagen im Schnitt knapp 6 ct/kWh. Eine Besonderheit stellt der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen dar, welche älter als 20 Jahre und somit komplett abgeschrieben sind und keinen Anspruch mehr auf EEG-Vergütung haben.

Das europaweite EECS-System löste 2014 das frühere Renewable Energy Certificate System (RECS) ab⁶, welches auf einer freiwilligen Vereinbarung zwischen 15 europäischen Ländern beruhte und in Deutschland durch das Öko-Institut e.V. verwaltet wurde.

Zertifizierungen:

Der größte Teil der Ökostromprodukte ist durch ungekoppelte Herkunftsnachweise charakterisiert. Aufgrund der oben genannten Kritiken am ausschließlichen Handel mit Herkunftsnachweisen wurden durch mehrere Institutionen weitergehende Siegel definiert, die einen „ökologische Zusatznutzen“ bescheinigen sollen. Dieser bezieht sich in der Regel auf eine Förderung neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die Siegel lassen sich in drei Modelle unterscheiden:

- Händlermodelle,

und die Definition des Herkunftsnachweises (§ 3 EEG 2011). Mit der HkNV wurden zugleich eine Durchführungsverordnung (HkNV-DV), eine Gebührenverordnung (HkNVGebV) und Nutzungsbedingungen (HkNR-Nutzungsbedingungen) erlassen.

Seit 2014 besteht für den Nachweis der Herkunft des Erneuerbare-Energien-Stroms nur noch das Register des UBA, nicht mehr jenes des Öko-Instituts, das im RECS-System als *Issuing Body* fungierte.

⁴ Marktdaten werden durch die EPEX auf: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/guarantees-of-origin#!/2015/12/03> veröffentlicht.

⁵ Vgl. Reichmuth et al. (2014).

⁶ Das neben dem europäischen Zertifikatesystem (*European Energy Certificate System – Guarantee of Origin*, EECS-GoO) bestehende System für Grünstromzertifikate (*Renewable Energy Certificates*, RECs) wird bis 2016 eingestellt. Beides sind Beispiele für Zertifikatesysteme, die sich auch in einigen Nicht-EU-Ländern finden.

Die Begriffe variieren in der Literatur. So sind auch die Begriffe *green tags*, *Renewable Energy Credits*, *Tradable Renewable (Energy) Certificates (TRCs/TRECs)* oder *Tradable Green Certificates (TGCs)* zu finden. Die Idee hinter den Zertifikatesystemen ist die Etablierung eines effizienten, möglichst internationalen Handels; vgl., auch zu den empirischen Befunden im Vergleich der Fördersysteme, z. B. Berry (2002), Ciarreta et al. (2014), Haas et al. (2011) sowie die darin zitierte Literatur.



- Fondsmodelle und
- Initiierungsmodelle.

Innerhalb von Händlermodellen wird die Herkunft des gehandelten Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zertifiziert – dabei wird in der Regel auf das HkNR zurückgegriffen –, wobei ein ökologischer Zusatznutzen dadurch nachgewiesen wird, dass ein bestimmter Anteil des vertriebenen Stroms aus neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen muss. Das Fondsmodell dagegen stellt weniger auf die Stromherkunft ab als auf die Verwendung der Zusatzerlöse aus dem Stromverkauf und dem Mehrwert des Ökostroms für die Errichtung neuer Anlagen, die mit der Nutzung der EEG-Umlage nicht wirtschaftlich betrieben werden könnten. Das Initiierungsmodell stellt auf ein besonderes Engagement des Energieversorgers ab, neue Anlagen zu errichten, wobei hierbei die Refinanzierung durch die EEG-Umlage genutzt werden darf. Weitere Charaktereigenschaften können berücksichtigt werden. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht deutscher Ökostromlabel.

Tabelle 1: Übersicht Ökostromlabels in Deutschland

Label	TÜV Nord CERT	TÜV Süd EE01	TÜV Süd EE02	Ok-power- Händlermodell	Ok-power- Fondsmodell	Ok-power- Initiierungsmodell	Grüner-Strom-Label Silber	Grüner-Strom-Label Gold
Händlermodell	✓	✓	✓	✓				
Fondsmodell		✓	✓		✓		✓	✓
Initiierungsmodell						✓		
Zeitliche Einspeisung			✓					
Aufbauend auf EECS	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
Weitere Kriterien Umweltverträglichkeit				✓	✓	✓	✓	✓
Veröffentlichung der Anlagen im Internet				✓	✓	✓		

Quelle: Darstellung angelehnt an Reichmuth et al. (2014) und Leprich, Hoffman & Luxenburger (2015).

C. Referenten des Energieforums und regionale Stromprodukte der Unternehmen

Beim Workshop ging es um die genannten Vermarktungswege im Zusammenhang mit regionalen bzw. lokalen Stromprodukten. Als Referenten waren Vertreter der drei Unternehmen WEMAG AG, Grünstromwerk GmbH sowie Bürgerwerke eG eingeladen. Die Unternehmen bzw. die Produkte hinsichtlich einer regionalen Stromvermarktung wurden durch die Vertreter kurz dargestellt. Sie werden im Folgenden vorgestellt. Sie stehen zugleich für drei verschiedene Governanceformen im Rahmen der regionalen Energieversorgung:

- ein kommunales Unternehmen, das teilweise mit Bürgerinnen und Bürgern gemeinsam Anlagen betreibt;
- ein privater Dienstleister, der u. a. mit Immobiliengesellschaften, kommunalen Unternehmen, aber auch Bürgerenergiegenossenschaften kooperiert;
- eine Dachgenossenschaft, die als Unterstützungsstruktur für die Mitglieder der Genossenschaft fungiert.

1. Regionales Stromprodukt bzw. Mieterstrommodelle der WEMAG AG

Die WEMAG AG ist ein 1990 gegründetes, regionales und kommunales Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Sitz in Schwerin. 25,1 % der Anteile werden seit 2010 von der Thüga AG gehalten. In Mecklenburg, der



Westprienitz (Brandenburg) und im Amt Neuhaus (Niedersachsen)⁷ tritt die WEMAG auch als Verteilnetzbetreiber auf. Dagegen agiert das Unternehmen im Stromvermarktungsgeschäft deutschlandweit.

Die WEMAG AG beliefert insgesamt 180.000 Kunden mit Ökostrom und baute in den letzten Jahren verschiedene Schlüsselfelder der Energiewende auf. Dazu gehört neben dem Ökostromgeschäft der Betrieb eigener Erneuerbarer-Energien-Anlagen, die Vermarktung von Batterien für Eigenverbrauchsmodelle von Endkunden, die Gründung einer regionalen Energiegenossenschaft, der Betrieb eines Batteriespeichers für den Regelenergiemarkt sowie die Beteiligung an einer Power-to-Gas-Anlage.

Im Zusammenhang mit der regionalen Grünstromvermarktung führt die WEMAG derzeit drei Produkte:

- die Vermarktung von Batteriesystemen für den Eigenverbrauch von PV-Strom von privaten Endkundinnen und -kunden. Wir befinden uns damit innerhalb der **Abbildung 1** in der Zeile „Eigenverbrauch“.
- Mieterstrommodelle: Dabei werden Mieterinnen und Mieter eines Gebäudes mit Erneuerbaren Energien aus Anlagen, welche auf dem Gebäude/dem Areal betrieben werden, versorgt. Es wird dabei ein relevanter Anteil der Letztverbraucherabgaben nicht fällig. In **Abbildung 1** bewegen wir uns mit diesem Modell in der Zeile „Direktlieferung“.
- „Frischer Landstrom“: Dabei nimmt die WEMAG AG Strom aus regionalen EE-Anlagen – häufig Biogas-Anlagen ansässiger Landwirtschaftsbetriebe – innerhalb einer geförderten Direktvermarktung auf. Der Strom wird dann direkt an Endkunden aus der Region weiter vermarktet. Wegen des Doppelvermarktungsverbots wird der Strom nicht als Grünstrom beworben.

Mit diesen Modellen will die WEMAG insbesondere die direkte Verbindung zwischen Erzeugern und Verbrauchern schaffen und stärken.

2. Regionale Stromprodukte und Mieterstrommodelle der Grünstromwerk GmbH

Die Grünstromwerk GmbH ist seit Juli 2015 ein Tochterunternehmen des grünen Energieversorgungsunternehmens Naturstrom AG mit ca. 260.000 Kunden. Die Marke wurde beibehalten, das Team in den Geschäftsbereich Dezentrale Energieversorgung integriert. Die Naturstrom AG betreibt auch eigene Erzeugungsanlagen, die jedoch ausschließlich über das EEG vermarktet werden. Das Tochterunternehmen Grünstromwerk gründete sich ursprünglich, um neue, unkonventionelle Liefermodelle anzubieten, um eine Brücke zwischen den Endkundinnen/-kunden und den Erzeugungsanlagen zu schlagen. Weiteres Motiv für neue Vermarktungsmodelle sind die sinkenden Förderungen durch das EEG für Anlagenbetreiber.

Grünstromwerk vertreibt derzeit zwei Elektrizitätsprodukte im Zusammenhang mit regionaler Lieferung:

- Mieterstrommodelle (s. o.)
- Regionale Stromprodukte: Dabei stammen 25 % des Stroms aus regionalen PV-Anlagen. Dieser wird ungefördert aus den jeweiligen PV-Anlagen direkt an die Endkunden geliefert. In **Abbildung 1** befinden wir uns damit in der Zeile „sonstige Direktvermarktung“. Der Reststrom wird aus deutschen Wasserkraftwerken gedeckt. Vertriebspartner sind lokal ansässige Stadtwerke und Energiegenossenschaften. Die Zertifizierung erfolgt durch den TÜV Rheinland, welcher auf Grundlage des Herkunftsnachweisregisters (siehe hierzu auch Kapitel B.2) die Herkunft des Stroms prüft.

3. Stromvermarktung regionaler Erzeugergesellschaften durch die Bürgerwerke eG

Die Bürgerwerke eG sind eine Dachgenossenschaft für Bürgerenergiegesellschaften⁸, welche für eine regionale, erneuerbare und unabhängige Energieversorgung stehen. Die Genossenschaftsmitglieder sind dabei unter anderem Gesellschaften, die Erneuerbare-Energien-Anlagen betreiben. Die Bürgerwerke vermarkten den in

⁷ Die acht selbständigen Gemeinden des Amtes Neuhaus wurden 1992 zu einer Gemeinde zusammengefasst und wurden 1993 per Staatsvertrag wieder Teil des Landkreises Lüneburg.

⁸ Bei den Mitgliedern handelt es sich überwiegend um Energiegenossenschaften, daneben EnergieWende e. V., Solidarität - Verein für Soziales, Ökologie und Bildung e. V. und Gemeinschaftsanlagen Hechingen GbR. Die beiden Vereine und die GbR dürften im ökonomischen Sinne jedoch auch als Genossenschaften zählen, selbst wenn sie eine andere Rechtsform besitzen. Im Folgenden ist der Terminus „Mitgliedsgenossenschaft“ daher im ökonomischen Sinne zu verstehen.



den Mitgliedsgesellschaften produzierten Strom direkt an Endkundinnen und -kunden. Motiv für den Zusammenschluss und die Endkundenvermarktung ist das wegbrechende Geschäft mit Erneuerbare-Energien-Ausbau über die EEG-Förderung.

Bürgerwerke eG bieten dabei derzeit folgendes Produkt an:

- Regionales Stromprodukt: Dabei stammen 10 % des Stroms aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen der Mitgliedsgenossenschaften. Neben dem anteilig regional zur Verfügung gestellten Strom und der damit einhergehenden regionalen Wertschöpfung durch den Anlagenbetrieb verbleibt die Wertschöpfung aus dem Vertrieb vollständig bei den regionalen Mitgliedsgenossenschaften. Die Vermarktung findet ungefördert statt. Wir befinden uns damit in **Abbildung 1** in der Spalte „sonstige Direktvermarktung“. Der Reststrom stammt aus Wasserkraftwerken. Die Herkunft des Stroms aus den regionalen Anlagen wird auf Grundlage des Herkunftsnachweisregisters (siehe hierzu auch Kapitel B.2) belegt. Es wird kein zusätzliches Ökostromlabel verwendet.

II. Umsetzung der Modelle

A. Technische Gesichtspunkte

In der Podiums- und der Plenumsdiskussion wurden die vier Themenfelder „Umsetzung“, „Kundenwünsche und Produkteigenschaften“, „politische Gesichtspunkte“ sowie „Perspektiven“ angesprochen. Im Zusammenhang mit der Umsetzung regionaler Vermarktungsmodelle ging es zum einen um eher technische Aspekte mit Blick auf die Zusammensetzung des Erzeugungsportfolios, das Bilanzkreismanagement sowie die Informationstechnik (IT)-Infrastruktur, zum anderen um Fragen des Risikomanagements.

1. Strommix und Bilanzkreismanagement

Die Kundinnen und Kunden von Regionalstromprodukten müssen, wie alle anderen Kundinnen und Kunden auch, viertelstundengenau mit Elektrizität versorgt werden. Hierzu führen die Versorger einen Bilanzkreis, in dem die von den Anlagen, mit denen ein Lieferverhältnis besteht, erzeugten und die von den Kundinnen und Kunden genutzten Strommengen in der Zeit aufgeführt werden. Bürgerwerke und Grünstromwerk kaufen daher Strom aus unterschiedlichen Anlagen an und stellen so ein Portfolio zusammen, das möglichst diese Nebenbedingung erfüllt.⁹ Theoretisch wäre es möglich, das Portfolio so aufzubauen, dass allein Strom aus der Region und aus Erneuerbare-Energien-Anlagen vermarktet wird, auch wenn dann – je nach Erzeugungsstruktur in der Region – möglicherweise die Menge, die abgesetzt werden kann, stark limitiert wäre.

Die Unternehmensvertreter machten deutlich, dass jeweils mindestens 75 % Strom aus Wasserkraft beige mischt werde.¹⁰ Die Beimischung erfolge dabei nicht aufgrund technischer Restriktionen durch das Bilanzkreismanagement, sondern um den Preis auf einem für die Kundinnen und Kunden akzeptablen Niveau zu halten (siehe hierzu auch I.B.2). Der Reststrom wird sowohl von den Bürgerwerken als auch von Grünstromwerk aus deutschen Wasserkraftwerken bezogen. Dadurch ist – im Gegensatz zu entkoppelten Grünstromherkunftsnachweisen (siehe Kapitel I.B.2) – der zeitliche Abgleich des gesamten Stromprodukts aus Erneuerbaren Energien gesichert.

2. IT-Infrastruktur

Die konkrete Zusammensetzung des Strommixes variiert von Ort zu Ort bzw. Region zu Region je nach lokalen Gegebenheiten. Diese Sachverhalte müssen auch in der Handels- und Abrechnungssoftware abgebildet wer-

⁹ Bei unerwarteten Abweichungen sind Zahlungen für Ausgleichsenergie zu leisten.

¹⁰ Der Dienstleister Clean Energy Sourcing (CLENS) gibt für das Stromprodukt der Arge Netz GmbH & Co. KG einen Anteil von 20 % Windenergie an, vgl. Hölder (2014).



den. Kleinteilige Modelle und wirtschaftlich wie regulatorisch bedingte Veränderungen und damit Anpassungen im System führen zu einem hohen Aufwand. Energieversorgungsunternehmen tendieren damit grundsätzlich dazu, die Zahl der Varianten möglichst klein zu halten.¹¹

Auf der einen Seite stehen die IT-Systeme im Zusammenhang mit dem Energiehandel. In diesem Zusammenhang geht die WEMAG AG davon aus, dass sie wesentliche Vorteile durch Skaleneffekte erzielen könne.

Grünstromwerk und Bürgerwerke sind dagegen im Bereich des Kundenservices auf kleine Anbieter angewiesen: Da Anpassungen für die spezifischen Produkte notwendig sind, dürften individuelle Anpassungen durch den Anbieter nicht zu teuer sein. Große Systeme seien dagegen auf Standards ausgelegt und einzelne Anpassungen zu teuer. Grünstromwerk hat aus diesem Grund ein eigenes System umgesetzt.

Deutlich werden dabei zwei Problemfelder:

- Ein etabliertes Energieversorgungsunternehmen weist eine vorhandene IT-Infrastruktur auf. Ein Wechsel ist mit hohen Kosten verbunden. In Kombination mit dem üblichen Geschäftsmodell von großen Softwareunternehmen und den damit verbundenen selbstverstärkenden Mechanismen führt dies zu Pfadabhängigkeiten.¹² Üblicherweise erfolgt ein Systemwechsel oder eine grundlegende Revision erst dann, wenn der Änderungsdruck sehr hoch ist.
- Neue Energieversorger haben die Möglichkeit, mit innovativen und kleinen Softwareunternehmen zusammenzuarbeiten. Auch sie müssen allerdings nachweisen, dass die Systeme sicher sind. Die Unsicherheiten sind naturgemäß bei etablierten Systemen tendenziell geringer.

B. Risiken

Risiken für die Vermarktungsmodelle insgesamt ergeben sich insbesondere aufgrund möglicher rechtlicher Änderungen. Wesentliche regulatorische Risiken im Zusammenhang mit den dargestellten Produkten sind:

- bei Eigenverbrauchsmodellen: Änderung der Regelungen zur Befreiung von den Netzentgelten, von der Stromsteuer sowie von weiteren Umlagen;
- bei Mieterstrommodellen: Änderung der Regelungen zur Befreiung von den Netzentgelten, von der Stromsteuer sowie von weiteren Umlagen, Anforderungen an den Stromvertrieb;
- bei der geförderten Direktvermarktung: Änderungen im Hinblick auf die Förderung der Direktvermarktung an Endkundinnen/-kunden bzw. Änderungen hinsichtlich der Anforderungen an die Deklaration;
- bei der sonstigen Direktvermarktung: grundsätzlich keine regulatorischen Risiken, es sei denn, es wird gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3b) StromStG aufgrund eines räumlichen Zusammenhangs die Befreiung von der Stromsteuer in Anspruch genommen.¹³

Alle drei Vertreter waren sich einig, dass mit Änderungen zu rechnen sei. Insbesondere hinsichtlich der Befreiung von der Stromsteuer und den Netzentgelten ist in Betracht zu ziehen, dass die Privilegien wegfallen könnten. Die Investition in Erneuerbare-Energien-Anlagen könne deshalb nur erfolgen, wenn die Anlage auch bei Volleinspeisung mit der Inanspruchnahme der EEG-Vergütung bestehen könnte. Die Modelle bauen demnach auf einer Basisabsicherung durch die mögliche EEG-Vermarktung und aus Zusatzerlösen, die (derzeit) mit den innovativen Vermarktungsmodellen gemacht werden, auf.¹⁴

¹¹ Diese Aussage wurde mit Blick auf kleine und mittlere Stadt- und Gemeindewerke bei einem Workshop im Rahmen des Projektes „Erzeugung, Speicherung und Vermarktung von Erneuerbaren Energien in der Region Nord“ (EnERgioN) bestätigt.

¹² Vgl. allgemein dazu z. B. Sydow et al. (2009). Wenigstens besteht hier ein gewisses Trägheitsmoment, wenn keine selbstverstärkenden Effekte greifen.

¹³ Der Bundesfinanzhof (BFH) hat in seinem Urteil vom 20.04.2004, Az. VII R 44/03, klargestellt, dass es sich hierbei um eine gebietsbezogene Abgrenzung handele und nicht darauf ankomme, ob das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt werde. Vgl. im Zusammenhang mit § 37 Abs. 3 EEG 2012 („räumlicher Zusammenhang“) bzw. § 61 EEG 2014 („unmittelbarer räumlicher Zusammenhang“) dazu auch Salje (2014) und Säcker (2015).

¹⁴ Bei der Prüfung durch ein Kreditinstitut dürfte regelmäßig nur die Basisabsicherung für den *banking case* herangezogen werden. Fraglich ist dann, ob ein Bankdarlehen möglich ist; eine Projektfinanzierung dürfte regelmäßig am relativ geringen Volumen der einzelnen Vorhaben und den Risiken scheitern. Vgl. zur Problematik grundsätzlich auch Holstenkamp et al. (2015).



III. Kundenwünsche und Produkteigenschaften

Neben diesen Umsetzungsfragen standen beim Workshop Kundenwünsche und bestimmte Produkteigenschaften im Mittelpunkt der Diskussion. Zunächst ging es hierbei um die Bereitschaft von Kundinnen und Kunden, einen höheren Preis für ein hochwertigeres Stromprodukt zu zahlen (A). Dabei wurde von den Referenten hervorgehoben, dass der Ökostrommarkt insgesamt einen Grad an Komplexität erreicht habe, der es Verbraucherinnen und Verbrauchern erschwere, Vertrauen in das stromliefernde Unternehmen zu entwickeln. Gefragt sei daher eine Ehrlichkeit des Unternehmens (B). Darüber hinaus wurden zwei Eigenschaften von (Öko-)Stromprodukten diskutiert: die Regionalität (C) und die bereits oben erläuterte Zeitgleichheit (D).

A. Mehrpreisbereitschaft

1. Preis als wesentliche Eigenschaft – hohe Preissensitivität

Obwohl 80 % der Stromkundinnen und -kunden noch niemals den Stromversorger gewechselt haben,¹⁵ sind sich die Vertreter einig, dass der Preis ein wichtiges Produktmerkmal sei. Diese Aussage deckt sich mit den Überlegungen in der Literatur zur Preissensibilität im Strommarkt, die grundsätzlich höher sei als etwa bei Lebensmitteln,¹⁶ allerdings offenbar nach Kundengruppen unterschiedlich ausgeprägt ist.¹⁷ Die Marketinganalysen zum Strommarkt zeigen, dass das Verständnis für und die Kommunikation von unterschiedlichen Qualitäten des Produktes „Strom“ schwierig ist.¹⁸ Die Konsumentinnen und Konsumenten sehen im Moment des Konsums keinen Unterschied hinsichtlich Ort der Erzeugung, Technologie oder Grad der Umweltverschmutzung, der mit der Erzeugung verbunden ist.

Allerdings gilt die Preissensitivität nur für den Fall, dass sich Kundinnen und Kunden für einen Wechsel entschieden haben. Andernfalls wäre eine deutlich höhere Wechselbereitschaft zu erwarten, zumal viele Personen nicht den günstigsten Anbieter gewählt haben. Insofern ist die Feststellung einer hohen Preissensitivität insbesondere für neue Akteure im Markt relevant. Darüber hinaus zeigen Untersuchungen, dass Standards eine Rolle spielen: Durch die Festlegung der Produkteigenschaften des Standardtarifs beeinflusse ein Energieversorger das Verbraucherverhalten.¹⁹

Vor diesem Hintergrund werden Eigenversorgungs- und Mieterstrommodelle dann und deshalb umgesetzt, wenn bzw. weil sie einen relevanten Preisvorteil durch die Umlagen- und ggf. Steuerbefreiung bieten. Durch Unterbieten des Grundversorgerpreises und/oder langfristige Preisgarantie wird Interesse für das Produkt geweckt.

2. Höhe der Prämie Der Mehrwert eines Produktes muss nicht immer monetär sein. Es gebe, so die Referenten, durchaus Kundinnen und Kunden, die auf weitere Eigenschaften Wert legten. Die Bereitschaft, einen höheren Preis zu zahlen, schätzt der Vertreter von Grünstromwerk jedoch als gering ein: Ein Mehrpreis von 2 ct/kWh könne inzwischen nicht mehr erzielt werden. Dies wird durch Zahlen der WEMAG AG im Grundsatz bestätigt: Diese vertreibt u. a. ein Stromprodukt mit einem Mehrpreis von 2 ct/kWh. Diese zusätzlichen 2 ct/kWh fließen in den Ausbau neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen. Der Tarif wird lediglich von etwa 2.000 von 180.000 Kundinnen und Kunden bezogen, also von ca. 1 % der Kundschaft.²⁰

In direkten Befragungen, einschließlich *choice experiments*, werden zwar höhere Zahlungsbereitschaften angegeben bzw. abgeleitet. Zugleich ist aber eine Diskrepanz zwischen diesen Befragungsergebnissen und dem

¹⁵ Zur geringen Wechselbereitschaft und ihren Determinanten vgl. z. B. Galus & Schwabe (2008).

¹⁶ Vgl. Bilharz (2005) und Bird et al. (2002). Empirische Analysen zu Finnland finden sich bei Salmela & Varho (2006), zu Schweden bei Hansla et al. (2008), zum Vereinigten Königreich bei Diaz-Rainey & Ashton (2008). Die Befunde decken sich in ihren Grundaussagen. Gossling et al. (2005) zeigen für die Zielgruppe Studentinnen/Studenten, dass trotz hoher positiver Einstellung gegenüber Ökostromprodukten Hindernisse bei der Erreichbarkeit für Marketingkampagnen und damit der Mobilisierung dieser Kundinnen und Kunden bestehen.

¹⁷ Vgl. z. B. Burkhalter et al. (2007).

¹⁸ Vgl. Press & Arnould (2009) oder Wüstenhagen & Bilharz (2006).

¹⁹ Vgl. Pichert & Katsikopoulos (2008).

²⁰ Diese Zahl deckt sich mit der Erhebung von Wiser et al. (2001).



Handeln der Akteure beobachtbar.²¹ Insofern decken sich die beim Workshop getroffenen Aussagen mit den Befunden in der Literatur.

Darüber hinaus verweisen die Referenten auf den Umstand, dass die Kundinnen und Kunden mit der Mehrpreisbereitschaft (überwiegend) bereits ein Ökostromprodukt bezögen. Diese seien damit nicht die primäre Zielgruppe aller drei Unternehmen.

3. Ausschöpfung der Mehrpreisbereitschaft durch Produktdifferenzierung?

Eine gewisse Mehrpreisbereitschaft könnte ausgeschöpft werden, wenn es gelingt, das Produkt hinreichend zu differenzieren. Ein Plenumsteilnehmer verwies auf ein neues Produkt seines Unternehmens mit variabler Gestaltung des Solarstromanteils. Ein ähnliches Ökostromprodukt führt BayWa r.e. ein: Bei r.e.mix können die Kundinnen und Kunden zwischen verschiedenen Anteilen von Windenergie, Solarstrom und Wasserkraft wählen.²² Ein früher Versuch von E.ON, ein solches Produkt auf dem Markt zu etablieren, war gescheitert: Die Nachfrage nach dem Produkt MixPower war nicht so stark wie erhofft.²³

Die Ansätze zeigen, dass eine gewisse Produktdifferenzierung und eine Erhöhung der Wahlmöglichkeiten für Kundinnen und Kunden IT-seitig umsetzbar sind. Die Digitalisierung könnte hier weitere Chancen für solche Differenzierungen bieten. Zugleich mag das Scheitern von E.ON als ein Indiz gelten, dass die Realisierungschancen von einer zielgenauen Kommunikationsstrategie und der Wissensbasis der Kundinnen und Kunden über die Zusammenhänge an den Energiemärkten abhängen.

B. Ehrlichkeit des und Vertrauen in das stromliefernde Unternehmen

Als zweite wichtige Anforderung der Kundinnen und Kunden identifizierten die Workshop-Teilnehmer die „Ehrlichkeit“ bzw. „Glaubwürdigkeit“ des Produktes/Produktversprechens, also eine Identität der Aussage zur Produktqualität und der unternehmerischen Wirklichkeit. Da Grünstromzertifikate unübersichtlich und unverständlich geworden seien und zudem die Stromherkunft einem Laien kaum zu vermitteln sei, gehe es dabei immer mehr um die Glaubwürdigkeit des Unternehmens statt des Produktes selbst.²⁴ Über die Stromeigenschaften hinaus spiele für Stromkundinnen und -kunden auch eine Rolle, wie die erzielten Gewinne eingesetzt würden.²⁵

Dabei sind Grünstromwerk und Bürgerwerke der Meinung, dass sich lokal verankerte Unternehmen, insbesondere regionale Genossenschaften, besonders eignen. Da die Akteure regional verankert seien, bestehe eine besondere Vertrauensbasis.

C. Regionale Wertschöpfung

Alle Vertreter, aber insbesondere Grünstromwerk, schätzen als ausschlaggebendes Verkaufsargument die regionale Wertschöpfung ein. Auch wenn es dann weniger um den Standort der Anlage selbst, sondern des

²¹ Vgl. Press & Arnould (2009), die den Anteil derjenigen, die tatsächlich einen Mehrpreis zahlen, auf 10 %-20 % der Personen, die eine Mehrpreisbereitschaft angeben, schätzen. Zu den Abweichungen von angegebenen Präferenzen und Kaufverhalten vgl. auch Diaz-Rainey & Ashton (2008) sowie Litvine & Wüstenhagen (2011).

²² Vgl. die Pressemitteilung vom 06.10.2015 unter dem Titel „Cocktail nach Wahl: BayWa r.e. führt Ökostromprodukt r.e.mix ein“, <http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik-windenergie/cocktail-wahl-baywa-re-fuehrt-oekostromprodukt-remix> (15.10.2015).

²³ Vgl. Vorholz (2002). Die Verfasserin und der Verfasser danken Thomas Kott für den Hinweis auf dieses E.ON-Produkt. Mögliche Gründe für das Scheitern könnten neben einer grundsätzlich zu geringen Zahlungsbereitschaft auch in hohen Marketing- und IT-Kosten, ungünstigem Timing oder fehlendem Vertrauen bzw. fehlender Passgenauigkeit zur Marke und den Erwartungen der Kundinnen und Kunden an ein E.ON-Produkt gesehen werden.

²⁴ Zum fehlenden Vertrauen von Konsumentinnen und Konsumenten vgl. auch die Studie zur Situation im Vereinigten Königreich von Diaz-Rainey & Ashton (2008).

²⁵ Dabei gibt es zwar einige Stromlabel, welche auf den Einsatz der Mehreinnahmen für Neuinvestitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen abstellen (siehe Kapitel I.B.2), jedoch keine Nachweise für den Einsatz zur regionalen Wertschöpfung (siehe auch Kapitel III.C).



Unternehmens, gehe, sei bei regional verankerten Betreiber-Genossenschaften eine solche regionale Wertschöpfung in besonders hohem Maß gegeben. Es wird herausgestellt, dass insbesondere in den Gebieten gute Chancen bestünden, wo keine regionalen Anbieter wie Stadt- und Gemeindewerke existierten bzw. in denen der Energieversorger keine Vorreiterrolle in Bezug auf die Transformation des Energiesystems einnehme. Eine höhere Zahlungsbereitschaft für Strom lokaler Anbieter lässt sich in Entscheidungsexperimenten nachweisen.²⁶ In die gleiche Richtung deutet der hohe lokale bzw. regionale Marktanteil von Stadt- und Gemeindewerken trotz niedrigerer Vergleichsangebote. Die Wertschätzung für eine höhere regionale Wertschöpfung ist ein möglicher Erklärungsgrund für dieses beobachtbare Verhalten.

D. Profilageichheit

Es wurde von keinem Unternehmen der zeitliche Ausgleich von Erneuerbaren Energien als Verkaufsargument genannt, jedoch sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die beleuchteten regionalen Stromprodukte aus der sonstigen Direktvermarktung jeweils mit Strom aus inländischen Wasserkraftwerken ergänzt werden und somit eine nationale Profilageichheit des erzeugten Erneuerbare-Energien-Stroms hergestellt wird. Die Workshop-Teilnehmer betonten diese Eigenschaft als ein Element der Glaubwürdigkeit eines Produktes, betonten jedoch zugleich, dieser Aspekt sei normalen Kundinnen und Kunden nicht vermittelbar. Untersuchungen zur Zahlungsbereitschaft für nationale/regionale Profilageichheit sind der Autorin und dem Autor nicht bekannt.

IV. Politische Gesichtspunkte

A. Grünstromzertifikate

Die Firmenvertreter und das Plenum sehen Grünstromzertifikate aktuell als zu kompliziert, unverständlich und unüberschaubar an. Die Aufnahme weiterer wichtiger Kriterien wie „zeitlicher Ausgleich“ oder „Regionalität“ – wie sie manche Labels beinhalten – würden die Zertifizierung noch unverständlicher machen.

Wie unter III.B beschrieben, kann nach Ansicht der Marktteilnehmer eine neue Vertrauensbasis durch regional, verantwortlich handelnde Unternehmen, welche das Gemeinwohl glaubhaft vertreten, hergestellt werden. Insgesamt gehe es durch die Komplexität der Energiewelt mehr um die Glaubwürdigkeit des Unternehmens als des Produktes. Dies wird von Teilen der Diskussionsteilnehmer auch als kritisch im Sinne einer Innovationshemmung angesehen. Es würden vereinfachte Prinzipien wie der Fördercent von Naturstrom genutzt.

Zugleich forderten einige Workshop-Teilnehmer eine Überarbeitung des Zertifizierungssystems. Dabei ließen sich – neben den im Workshop kritisch beurteilten Labels – zwei Ansätze unterscheiden:

- regulatorische Vorgaben durch den Gesetzgeber, d. h. eine Standardsetzung durch die öffentliche Hand;
- Produkterläuterungen und -bewertungen durch neutrale Institutionen wie Verbraucherschutzverbänden oder den Bund der Energieverbraucher. Als Kriterien für die Bewertung wurden Stromherkunft, Zusammenhang des Zertifikats mit der physischen Stromlieferung oder die Verwendung der Einnahmen für den Ausbau von Erneuerbaren Energien genannt. Dieser Ansatz liefe auf eine Art Rating von Stromprodukten durch ausgewählte Einrichtungen hinaus.

Der letztgenannte Ansatz adressiert einen der von Litvine & Wüstenhagen (2011) empfohlenen Lösungswege zur Verbesserung der Grünstromvermarktung, nämlich bessere und mehr Informationen, die die subjektive Wahrnehmung des Nutzens der Produkte erhöhen. Daneben geben sie gezielte Kommunikationsstrategien an, um eine Trägheit unter den Endkundinnen und -kunden zu überwinden. Hinsichtlich dieses Ansatzes äußerten sich die Workshop-Teilnehmer tendenziell skeptisch, wie der Verweis auf regulatorische Instanzen zeigt.

²⁶ Vgl. z. B. Sagebiel et al. (2014).



B. Entsolidarisierung

Verschiedene Vermarktungswege be- und entlasten verschiedene Umlagekonten, so dass die Nutzung dieser Vermarktungswege auch alle weiteren Stromkunden, für die sich dann die Umlagebelastung ändert, betrifft. Bei einer Umlagebefreiung einzelner Vermarktungswege erhöht sich damit die Umlagebelastung für alle anderen Stromkunden, man spricht in diesem Fall von einer „Entsolidarisierung“.

Hinsichtlich der Netzentgelte erkennen alle Wirtschaftsvertreter die Kritik hinsichtlich einer „Entsolidarisierung“²⁷ infolge der Befreiung von Netzentgelten und netzentgeltgebunden Abgaben z. B. von vor-Ort-Verbrauchsmodellen oder Eigenstrommodellen an, wenngleich sie unterschiedliche Konsequenzen aus dem Sachverhalt ziehen. Von allen werden Veränderungen hinsichtlich der Gestaltung der Netzentgelte erwartet. Hierbei wird angenommen, dass weitere Gestaltungsgrundsätze angepasst werden könnten, die zu einer ungerechten Lastenverteilung führen (z. B. Ungleichverteilung der Netzentgelte zwischen ländlichen und städtischen Regionen).

In der Diskussion wird jedoch auch beleuchtet, dass tatsächlich durch einzelne Geschäftsmodelle eine Netzentlastung stattfinden könne (siehe dazu „Aggregatoren“ in IV.D bzw. V.D).

Bezüglich der EEG-Umlage findet durch Geschäftsmodelle basierend auf der sonstigen Direktvermarktung eine Entlastung des EEG-Kontos statt. Gleichzeitig wird dadurch das Stromprodukt so teuer, dass es nicht massentauglich ist.

C. Verteilte Akteure, Akteursvielfalt und Komplexität

Von den Vertretern werden insbesondere Herausforderungen im Bereich der steigenden Komplexität verteilter Akteure bzw. der Akteursvielfalt gesehen. Es wird tendenziell vermutet, dass eine Bottom-Up-Herangehensweise politisch nicht gewünscht sei. Als Indiz wird die Absenkung der EEG-Förderung in der Vergangenheit gesehen. Der Politik wird unterstellt, sie suche nach einfachen Lösungen und verwehre sich der Komplexität, welche verteilte Systeme mit hoher Akteursvielfalt mit sich brächten. In diesem Zusammenhang wünscht sich Bürgerwerke eine fundiertere Beratung von Politikern unabhängig von der Beratung durch Lobbyisten. Grünstromwerk sieht es in diesem Zusammenhang als eine Aufgabe des eigenen Unternehmens, kleinteilige Projekte mit regionalen Versorgungskonzepten umzusetzen, um die Machbarkeit zu demonstrieren.

D. Netzentlastung durch Bündelung von Verbraucherinnen/Verbrauchern und Erzeugung vor Ort

Es kristallisieren sich neue Rollen im Energiemarkt heraus. Von Grünstromwerk wird angemerkt, dass beispielsweise Mieterstrommodelle durch die Bündelung mehrerer Anschlüsse tatsächlich zu einer Netzentlastung führen könnten. Der Vermieter trete als eine Art Aggregator auf. Jedoch werde diese Dienstleistung derzeit nicht vergütet und insofern der Mehrwert nicht dem Aggregator zugänglich gemacht.

Dabei zeigt sich, dass insbesondere im Haushaltskundenbereich Versorgungsmodelle nur in begrenztem Umfang aus einem netzdienlichem bzw. -entlastenden Verhalten monetäre Vorteile ziehen können. Hierfür ist die Schaffung von Instrumenten notwendig, die das netzdienliche Verhalten von Marktakteuren (Energieerzeuger, -händler und -verbraucher) belohnen. Solche Instrumente könnten im Rahmen der Netzentgeltsystematik (BDEW 2013), durch die Schaffung zusätzlicher regionaler Märkte (VDE 2014) oder die Weiterentwicklung der Anreizmechanismen für Haushaltskunden auf Grundlage der Stromnetzentgeltverordnung (BDEW 2013a) erfolgen. Darüber hinaus wird bemängelt, dass die aktuellen Regelungen für den durch die Anreizregulierungsverordnung regulierten Netzausbau den Ersatz von Netzausbaumaßnahmen durch andere Maßnahmen nicht

²⁷ Zu diesem Sachverhalt vgl. z. B. Guss et al. (2014); für eine Kritik an Begriff und Verwendung in diesem Kontext siehe z. B. Kapitel 8 in Maubach (2015), insbesondere S. 115-117.



ausreichend förderten.²⁸ Technisch untersucht werden müsste, inwieweit eine Netzentlastung im Vergleich zum Status quo möglich ist.

E. Grünstrommarktmodell und Internalisierung externer Effekte

Vom Plenum wird bemängelt, dass es bislang keine Verordnung zum Grünstrommarktmodell gebe. In diesem Zusammenhang werden weiterhin die nicht ganz klaren Vorgaben zur Kennzeichnung von Strom aus einer geförderten Direktvermarktung an Endkunden bemängelt. So gebe es Unklarheiten darüber, ob eine Kennzeichnung zur Herkunft zulässig sei. Grundsätzlich ist aufgrund des Doppelvermarktungsverbots eine Kennzeichnung des Stroms als Grünstrom bzw. die Weitergabe eines Herkunftsnachweises des Stroms untersagt, jedoch sind sich Diskussionsteilnehmer uneins, inwieweit das Vermarktungsunternehmen offen legen darf, bei wem es den Strom eingekauft hat.

Hinsichtlich der weiteren Entwicklung des Energiemarkts insgesamt wird im Plenum diskutiert bzw. gefordert, externe Kosten konventioneller Energien möglichst vollständig zu internalisieren und damit einen funktionierenden Markt herzustellen. Eine solche *first-best solution* kann allerdings realistischer Weise allenfalls einen Referenzpunkt bilden.²⁹

V. Perspektiven

Im Workshop wurden vier Aspekte, die zukünftige Entwicklungen in den Energiemärkten betreffen, näher beleuchtet: Entwicklungen des Rechtsrahmens, die Verbreitung autarker Lösungen, Digitalisierung sowie die Entstehung und Entwicklung neuer Rollen.

A. Regulatorische Entwicklungen

Von den Wirtschaftsvertretern wird hinsichtlich regulatorischer Änderungen insbesondere erwartet, dass die Systematik sowie die Regelungen zur Befreiung von Netzentgelten geändert werden (siehe auch IV.B). Auch bei weiteren Befreiungen – wie der Stromsteuerbefreiung – wird von Änderungen ausgegangen. Damit sind Geschäftsmodelle, deren Wirtschaftlichkeit von der Geltung dieser Befreiungstatbestände abhängt, mittel- bis langfristig gefährdet.

Insgesamt wird eine weitere Reduzierung der Förderung von Erneuerbaren Energien angenommen und auch befürwortet. Dabei wird von Bürgerwerken und Grünstromwerk deutlich gemacht, dass sich die Marktteilnehmer darauf einstellen müssten, dass sich der Energiemarkt weiterhin phasenweise verändere und es damit zu weiteren Umbrüchen bei Geschäftsmodellen kommen werde. Grünstromwerk rechnet damit, dass von politischer Seite her tendenziell der Transformationsprozess gebremst werde, um großen Akteuren und der Politik Zeit zu verschaffen.

B. Autarke Lösungen

Im Plenum werden mögliche Entwicklungen hin zur Autarkie diskutiert.³⁰ Dabei sind sich die Wirtschaftsvertreter jedoch einig, dass auch zukünftig die Kosten für (komplett) autarke Lösungen für einen Massenmarkt

²⁸ So werden in der der aktuellen Diskussion zu notwendigen Anpassungen der Anreizregulierungsverordnung insbesondere Mängel in der Definition des Erweiterungsfaktors, welcher als Bewertungsgrundlage zu einem „kosteneffizienten Betrieb“ zu Grund gelegt wird, angesprochen; vgl. z. B. dena (2012), Praetorius (2014), Ahlers (2014) oder Roß (2012).

²⁹ Folgt man der *theory of second-best* – Samuelson (1958) spricht auch vom *feasible optimum* –, wonach es bei Abweichung von einer Bedingung für ein Pareto-Optimum vorteilhaft sein kann, auch von weiteren abzuweichen, so kann man das theoretische *first-best* als Orientierungspunkt in Zweifel ziehen; vgl. z. B. die Diskussion zwischen Giersch (1959) und Willgerodt (1959), zur Theorie des Zweitbesten allgemein auch Meade (1955), Lipsey & Lancaster (1956) oder Lipsey (2007); im Kontext der aktuellen deutschen Energiepolitik z. B. Gawel et al. (2012), Lehmann & Gawel (2013) sowie Weber & Hey (2012), allgemein zum Instrumentenmix: Benneer & Stavins (2007).

³⁰ Zum Begriff der Energieautarkie vgl. McKenna et al. (2015).



zu teuer sein werden. Nichtsdestoweniger würden aus emotionalen Motiven autarke Lösungen zunächst noch weiter ausgebaut werden.

Die Motivation für Investitionen in eine (teil-)autarke Energieversorgung ist aus mehreren Gründen energie-wirtschaftlich relevant: Zum einen lassen sich nur bei Kenntnis der Investitionsmotive, insbesondere auch ihrer Gewichtung, nähere Aussagen zur Entwicklung des Energiesystems auf lokaler Ebene machen. Zum anderen können die Wirkungen von Rechtsänderungen nur dann abgeschätzt werden, wenn Motive sowie Zahl, Ort und Typ der Investorinnen/Investoren bekannt sind. Hierzu liegen allerdings nur wenige wissenschaftliche Erkenntnisse vor.

C. Digitalisierung und Smart Meter

Als dritter Aspekt mit Blick auf die Zukunft des Energiesystems wird die Digitalisierung angesprochen. Das Phänomen der Digitalisierung umfasst verschiedene Facetten: mobile Geräte (Smartphones, Tablets), soziale Medien (Benutzer erzeugen eigenen Inhalt, „Web 2.0“), die Auswertung großer Mengen an Daten (*big data*) sowie die Bereitstellung geteilter Ressourcen bei Bedarf (*cloud*).³¹

Es wird angemerkt, dass die Energiewelt insgesamt noch vergleichsweise weit weg von der Digitalisierung sei. Es wird zwar eine zunehmende Digitalisierung erwartet. Jedoch wird insbesondere im Haushaltsbereich angenommen, dass diese Entwicklung keine finanziellen Ursachen haben werde, sondern sich vielmehr aus Gründen des Komforts vollziehe. Smart Meter im Haushaltsbereich seien derzeit verbraucherseitig und auch von der Bundesnetzagentur nicht gewollt. Sie stünden somit für Geschäftsmodelle weiterhin nicht zur Verfügung.

D. Neue Rollen im Energiemarkt

Wie in V.D bereits beschrieben, wird erwartet, dass sich zukünftig neue Rollen im Energiemarkt herausbilden werden, etwa der Aggregator. Hier wurde im Workshop das Beispiel des Vermieters genannt, welcher mehrere Netzanschlüsse bündelt und innerhalb von Mieterstrommodellen die Möglichkeit hat, die Höchstlasten des Strombezugs zu reduzieren. Dabei wird die Rolle des Aggregators immer wieder als notwendige neue Rolle bei einer für Smart Grids erforderlichen Neudefinition der Rollen im Energiemarkt genannt.³² Eine Aggregatorenrolle, wie sie hier am Beispiel des Vermieters bei Mieterstrommodellen angesprochen wird, bezieht sich dabei auf eine Dienstleistung hinsichtlich des Netzes. Die Entwicklung solcher „Netz-Aggregatoren“ bedarf neben einer Überwindung der Herausforderungen der Aggregatorenrolle selbst³³ auch einer regulatorischen Weiterentwicklung hinsichtlich der Dienstleistungen zwischen den klassischen Bereichen des regulierten Netzbetriebs und des wettbewerblichen Energiemengengeschäfts, wie sie auch in IV.D beschrieben sind.

VI. Fazit

Bei regionalen Stromprodukten entstehen regionale Bilanzkreise, innerhalb welcher Stromerzeugung und Verbrauch in einer Region ausgeglichen werden können. Bei den bestehenden Produkten geschieht dies bereits bis zu einem Anteil von 25 % des gelieferten Stroms. Insofern können sie wesentliche Ziele von Smart Micro-Grids erfüllen und demnach als Teil eines solchen verstanden werden. Entsprechende gesamtwirtschaftliche Vorteile, welche solche Modellen im Hinblick auf die Entlastung vorgelagerter Netze mit sich bringen könnten, können momentan durch fehlende netzseitige Anreizmechanismen nicht auf betriebswirtschaftlicher Seite durch Vermarktungsunternehmen gehoben werden.

Die Ergebnisse der Diskussion sowie der Einbettung in den allgemeinen Stand der Forschung zeigen insbesondere, dass regionale Strommodelle als innovative Produkte zum einen Erkenntnisse zur Gestalt der Nische

³¹ Zur Digitalisierung vgl. z. B. Dilger & Voigt (o.J.) oder Varela (2015).

³² Vgl. hierzu z. B. BNetzA (2011), Lauterborn (2014), Aichele & Schönberger (2014) und Ahlers (2014).

³³ So wird beispielsweise eine fehlende Klarstellung der Verantwortlichkeiten zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen angesprochen; siehe IASS (2013). Die bisherigen Aggregationsdienstleistungen beziehen sich allerdings auf Anlagen im selben Bilanzkreis.



bieten, in welcher sie aktuell wirken, und zum anderen eine Reihe weiterer Aspekte innovativer Energieprodukte aufwerfen.

In ihrer Umsetzung zeigen regionale Stromprodukte die Herausforderung kleinteiliger Produkte innerhalb der sonst großflächig organisierten Elektrizitätswirtschaft. Diese Herausforderungen werden insbesondere im Bereich der IT sowie des Bilanzkreismanagements und entsprechenden Angeboten auf dem Markt hierzu offenbar. Regionale Stromprodukte sind, wie andere Produkte im Elektrizitätssektor auch, in einen höchst schnelllebigen regulatorischen Rahmen eingebettet. Investitionen sollten deshalb in der Regel nicht aufgrund von Geschäftsmodellen, welche auf Abgaben- und Umlagebefreiungen basieren, getätigt werden. Gleichzeitig zeigen solche Stromprodukte, dass bei Endkunden keine ausreichende Mehrpreisbereitschaft für diese Produkte besteht, welche z. B. die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien rechtfertigt. In letzter Konsequenz können im Bereich der Erneuerbaren Energien weiterhin nur solche Anlagen finanziert werden, welche auch im Rahmen einer auf längeren Zeitraum gesicherten Vergütung – wie der EEG-Vergütung – wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere ist die Herausforderung der Kundengewinnung und -bindung im Elektrizitätsmarkt zu nennen, welche auf die Eigenschaft als Low-Involvement-Produkt, eine hohe Preissensitivität und ein für Laien unverständliches Zertifizierungssystem von Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die genannten Produkte schaffen hier eine Lösung durch die Herstellung einer möglichst hohen Glaubhaftigkeit des regional verankerten Unternehmens. Gleichzeitig zeigt dies, dass weitere, über die Grünstromeigenschaft hinausgehende Produkteigenschaften – wie hier die regionale Wertschöpfung – eine entscheidende Rolle spielen (können).

Vor diesem Hintergrund muss auch beleuchtet werden, welche Zwecke solche regionalen Stromprodukte bzw. Smart-Micro-Grid-Produkte erfüllen sollen bzw. können. Die Einbindung regionaler Endkunden mit dem Schwerpunkt regionaler Wertschöpfung und Verankerung lokal agierender Unternehmen wirft die Frage auf, ob solche Produkte auch ein wichtiger Baustein sein können, Erneuerbare Energien und alle Herausforderungen hinsichtlich ihrer Integration verständlicher und für lokale Akteure greifbarer zu machen.



Literatur

- Ahlers, E. 2014. Smart Grids und Smart Markets – Roadmap der Energiewirtschaft. In: Aichele, C., & Doleski, O.D. (Hrsg.). *Smart Market – vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Springer Vieweg. Wiesbaden.
- Aichele, C., & Schönberger, M. (2014). Die Rolle des Endkunden im Smart Market. In: Aichele, C., & Doleski, O.D. (Hrsg.). *Smart Market – vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Springer Vieweg. Wiesbaden.
- BDEW 2013a. §14a EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit dem Netzausbau. Berlin.
- BDEW 2013b. *BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. Berlin
- Bennew, L. S., & Stavins, R. N. (2007). Second-best theory and the use of multiple policy instruments. *Environmental and Resource Economics*, 37(1), 111-129.
- Berry, D. 2002. The market for tradable renewable energy credits. *Ecological Economics*, 42(3), 369-379.
- Bilharz, M. 2005. Strom hat keine Vitamine – Kritische Anmerkungen zur Vermarktung von Ökostrom. In Nachhaltigkeits-Marketing in Theorie und Praxis. Belz, F., & Bilharz, M. (Hg.) (141-160). Deutscher Universitäts-Verlag: Wiesbaden.
- Bird, L., Wüstenhagen, R., & Aabakken, J. 2002. A Review of International Green Power Markets – Recent Experience, Trends, and Market Drivers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 513-536.
- BNetzA 2011. *Smart Grids und Smart Markets – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*, 2011, Bonn
- Burkhalter, A. Kaenzig, J., & Wüstenhagen, R. 2007. Kundenpräferenzen für Stromprodukte – Ergebnisse einer Choice-Based Conjoint-Analyse. *Umweltwirtschaft – international, interdisziplinär und innovativ, 2007. – Tagung der Kommission Umweltwirtschaft im Verband der Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V.*, 4. Oktober 2007, Wien.
- Ciarreta, A., Espinosa, M. P., & Pizarro-Irizar, C. 2014. Switching from feed-in tariffs to a tradable green certificate market. In *The Interrelationship between Financial and Energy Markets*. Ramos, S., & Veiga, H. (eds) (pp. 261-280). Springer: Berlin, Heidelberg.
- dena 2012. *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht*. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf (07.12.2015)
- Diaz-Rainey, I., & Ashton, J.K. 2008. Stuck between a ROC and a Hard Place? Barriers to the Take up of Green Energy in the UK. *Energy Policy*, 36(8), 3053-3061.
- Dilger, M., & Voigt, K. I. (o. J.). *Analyse des Geschäftsmodellwandels im Zuge der Digitalisierung der Wertschöpfungskette Energie hin zu einem Smart Energy Systems*. Working Paper, Universität Nürnberg. <<http://www.efi.uni-erlangen.de/working-paper-analyse-des-geschäftsmodellwandels-im-zuge-der-digitalisierung-der-wertschöpfungskette-energie-hin-zu-einem-smart-energy-systems.pdf>> (15.10.2015).
- Elliston, B., MacGill, I., & Diesendorf, M. 2010. Grid parity: A potentially misleading concept? *Solar2010 – 48th AuSES Annual Conference*, 1-3 December 2010, Canberra. <<http://www.ies.unsw.edu.au/sites/all/files/GridParity.pdf>> (15.10.2015).
- Galus, M.D., & Schwabe, M. 2008. Wechselbarrieren bei Privatkunden. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58(1/2), 28-31.
- Gawel, E., Korte, K., Lehmann, P., & Strunz, S. 2012. Die deutsche Energiewende – ein Skandalon? Falscher Alarm! Durch die Energiewende drohen weder Planwirtschaft noch, Kosten-Tsunami. *GAIA-Ecological Perspectives for Science and Society*, 21(4), 278-283.
- Giersch, H. 1959. ZUR THEORIE DES BESTMÖGLICHEN: Zugleich eine Replik zu: Hans Willgerodt „Umsatzsteuern und Handelsoptimum im Gemeinsamen Markt“ (Ordo X, S. 63—114). *ORDO: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft*, 11, 257-278.



- Gossling, S., Kunkel, T., Schumacher, K., Heck, N., Birkemeyer, J., Froese, N., Naber, N., & Schliermann, E. 2005. A Target Group-Specific Approach to "Green" Power Retailing – Students as Consumers of Renewable Energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9(1), 69-83.
- Guss, H., Luxenburger, M., Sabatier, M., Baur, F., Klann, U., Weber, A., Hanke, B., Sinß, M., Halama, J., & Weber, H. 2014. *Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken – Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier*. Endbericht (FKZ 0325319). Saarbrücken. <http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_10_085.pdf> (15.10.2015).
- Haas, R., Panzer, C., Resch, G., Ragwitz, M., Reece, G., & Held, A. 2011. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1003-1034.
- Hansla, A., Gamble, A., Juliusson, A., & Gärling, T. 2008. Psychological Determinants of Attitude towards and Willingness to Pay for Green Electricity. *Energy Policy*, 36(2), 768-774.
- Hölder, D. 2014. Geschäftsmodelle zur (regionalen) Direktvermarktung von EEG-Strom – Ein Bericht aus der Praxis. *EWeRK-Fachseminar „Direktvermarktung, Eigenversorgung, Direktlieferung“*, 17. Oktober 2014, Berlin. <http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Termine/141017_EWeRK_Gruenstromvermarktung_Hoelder_v1.pdf> (15.10.2015).
- Holstenkamp, L., Degenhart, H., & Bettinger, C. 2015. *Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart-Microgrid-Konzepten* (Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht, 23). Leuphana Universität: Lüneburg.
- IASS 2013. *Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende*. IASS Policy Brief 2/2013. Potsdam.
- Lauterborn 2014. Netz- und Marktakteure im Smart Market. In: Aichele, C., & Doleski, O.D. (Hrsg.). *Smart Market – vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Springer Vieweg. Wiesbaden.
- Lehmann, P., & Gawel, E. 2013. Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?. *Energy Policy*, 52, 597-607.
- Leprih, U., Hoffmann P., & Luxenburger M. 2015. Zertifikate im Markt der Erneuerbaren Energien in Deutschland. In: Herbes C., & Friege C. (Hrsg.). *Marketing Erneuerbarer Energien – Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele*. Springer Gabler. Wiesbaden.
- Lipsey, R. G. 2007. Reflections on the general theory of second best at its golden jubilee. *International Tax and Public Finance*, 14(4), 349-364.
- Lipsey, R. G., & Lancaster, K. 1956. The general theory of second best. *The review of economic studies*, 11-32.
- Litvine, D., & Wüstenhagen, R. 2011. Helping "light green" consumers walk the talk – Results of a behavioural intervention survey in the Swiss electricity market. *Ecological Economics*, 70(3), 462-474.
- Maubach, K.-D. 2015. *Strom 4.0 – Innovationen für die deutsche Stromwende*. Springer Vieweg: Wiesbaden.
- McKenna, R., Herbes, C., & Fichtner, W. 2015. Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1-18.
- Meade, J. E. 1955. *The Theory of International Economic Policy*. Oxford University Press: Oxford.
- Pichert, D., & Katsikopoulos, K.V. 2008. Green Defaults – Information Presentation and Pro-environmental Behaviour. *Journal of Environmental Psychology*, 28(1), 63-73.
- Praetorius, B. 2014. Dezentrale Erzeugung, Wettbewerb und intelligente Netze im integrierten Strommarktmodell des VKU. In: Aichele, C., & Doleski, O.D. (Hrsg.). *Smart Market – vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Springer Vieweg. Wiesbaden
- Press, M., & Arnould, E.J. 2009. Constraints on Sustainable Energy Consumption – Market System and Public Policy Challenges and Opportunities. *Journal of Public Policy & Marketing*, 28(1), 102-113.
- Reichmuth, M., Lorenz, C., Beestermöller, C., Nabe, C., Markgraf, C., Schließer, J., Gerstenberg, J., Kramer, A., Megyesi, A., & Neumann, R. 2014. *Marktanalyse Ökostrom – Endbericht* (Umweltbundesamt, Texte, 04/2014). UBA: Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf> (15.10.2015).



- Roß, A. 2012. Smart Grids – Welche Intelligenz braucht das Netz der Zukunft. In: Servatius, H.-G., Schneidewind, U., & Rohlfing, D. (Hrsg.). *Smart Energy – Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Springer. Berlin – Heidelberg.
- Säcker, F.J. 2015. Eigenversorgung im EEG 2014 – Die Neuregelungen zur Belastung von Eigenversorgungsanlagen mit der EEG-Umlage. *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ)*, 4(6), 260-265.
- Sagebiel, J., Müller, J.R., & Rommel, J. 2014. *Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany*. *Energy Research & Social Science*, 2, 90-101.
- Salje, P. 2014. Zur Auslegung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012. *Recht der Energiewirtschaft (RdE)*, 23, 149-159.
- Salmela, S., & Varho, V. 2006. Consumers in the Green Electricity Market in Finland. *Energy Policy*, 34(18), 3669-3683.
- Samuelson, P. A. 1958. [Review of *Theoretical Welfare Economics*]. *The Economic Journal*, 68(271), 539-541.
- Sydow, J., Schreyögg, G., & Koch, J. 2009. Organizational Path Dependence: Opening the Black Box. *Academy of Management Review*, 34(4), 689-709.
- Varela, I. 2015. Smart Energy – Die Digitalisierung der Energiewirtschaft. In Linnhoff-Popien, C., Zaddach, M., & Grahl, A. (Eds.). (2015). *Marktplätze im Umbruch: Digitale Strategien für Services im Mobilen Internet*. (pp. 495-502). Springer Vieweg: Berlin, Heidelberg.
- VDE 2014. *Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur Erfolgreichen Integration von Erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*. Frankfurt am Main.
- Vorholz, F. 2002. Ärger mit Mix-Power. E.on-Werbung beschäftigt Konkurrenten – und Gerichte. *DIE ZEIT*, 09/2002. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/2002/09/Aerger_mit_Mix-Power> (15.10.2015).
- Weber, M., & Hey, C. 2012. Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität. *Wirtschaftsdienst*, 92, 43-51.
- Willgerodt, H. 1959. VOM BESTEN ZUM ZWEITBESTEN: Zugleich Antwort auf die Replik von Herbert Giersch: „Zur Theorie des Bestmöglichen“ (Ordo XI, S. 257—278). *ORDO: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft*, 11, 279-294.
- Wiser, R., Bolinger, M., Holt, E., & Swezey, B. 2001. *Forecasting the Growth of Green Power Markets in the United States*. NREL: Golden, CO.
- Wüstenhagen, R., & Bilharz, M. 2006. Green Energy Market Development in Germany – Effective Public Policy and Emerging Customer Demand. *Energy Policy*, 34(13), 1681-1696.



2015

- 24 Bettinger, Carola/Holstenkamp, Lars: Grüner Strom aus der Region für die Region. Bericht über den gleichnamigen Workshop im Rahmen des Energieforums 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg [Oktober 2015]
- 23 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich/Bettinger, Carola: Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbare-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart-Microgrid-Konzepten [September 2015]
- 22 Holstenkamp, Lars: The Rise and Fall of Electricity Distribution Cooperatives in Germany [September 2015]
- 21 Kahla, Franziska/Oelerich, Wiebke: Problematik der Vorfinanzierung von Bürgerwindparks und Lösungsansätze [Juni 2015]
- 20 Müller, Jakob R./Holstenkamp, Lars: Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Aktualisierter Überblick über Zahlen und Entwicklungen zum 31.12.2014 [Januar 2015]

2014

- 19 Holstenkamp, Lars: Zur Geschichte der Energiegenossenschaften in der Region Lüneburg [November 2014]
- 18 Holstenkamp, Lars: Formen genossenschaftlicher Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. Vortrag beim Arbeitskreis „Räumliche Politik und Planung für die Energiewende“ der Akademie für Raumforschung und Landesplanung (ARL) am 21.02.2014 in Essen [Februar 2014]

2013

- 17 Covarrubias Venegas, Barbara/Söffker, Christiane/Klingler, Urs (Leitung)/Groblschegg, Sabine/Gaedke, Gudrun/Klaus, Bernhard (Mitarbeit): HR-Rollen im Ländervergleich: Deutschland, Österreich, Schweiz (DACH-Region). Status Quo und Ausblick [Dezember 2013]
- 16 Holstenkamp, Lars/Rückheim, Nils: Zur Zusammenarbeit von Kommunen und Energiegenossenschaften. Stand, Perspektiven und Problemfelder [Dezember 2013]
- 15 Holstenkamp, Lars/Hein, Wolfgang: Global Governance and Supporting the Deployment of Renewable Energies in the South. Institutional Mapping [June 2013]
- 14 Holstenkamp, Lars/Müller, Jakob R.: Zum Stand von Energiegenossenschaften in Deutschland. Ein statistischer Überblick [April 2013]
- 13 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich: Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Eine Begriffsbestimmung aus finanzwirtschaftlicher Perspektive [März 2013]

2012

- 12 Söffker, Christiane & Projektteam: Cultural Diversity Management – Handlungsempfehlungen für Rekrutierung, Entwicklung und Bindung von Personen mit Migrationshintergrund. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [Dezember 2012]
- 11 Holstenkamp, Lars: Ansätze einer Systematisierung von Energiegenossenschaften [März 2012]

2011

- 10 Söffker, Christiane & Projektteam: Managing Diversity – Ansätze zur Erfolgsmessung. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [März 2011]
- 9 Holstenkamp, Lars/Degenhart, Heinrich: Fonds zur Revitalisierung von Brachflächen. Überblick und Analyse von Ansätzen öffentlich-privater Kooperation [März 2011]



2010

- 8 Holstenkamp, Lars/Ulbrich, Stefanie: Bürgerbeteiligung mittels Fotovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur [Dezember 2010]
- 7 Holstenkamp, Lars/Hein, Wolfgang: Financing Solutions for Innovation and Sustainable Development in the Energy Sector. Conceptual Framework [November 2010]
- 6 Degenhart, Heinrich: Die Finanzierung von Biomasse-Nahwärme-Genossenschaften. Ein Überblick [Oktober 2010]
- 5 Guerra González, Jorge/Schomerus, Thomas: Der Gold Standard als Garant für die Nachhaltigkeit von CDM-Projekten in Entwicklungsländern? [Januar 2010]

2008

- 4 Degenhart, Heinrich/Schomerus, Thomas: Business Opportunities through the Financing of Renewable Energy Installations in Germany [December 2008]
- 3 Söffker, Christiane (Projektleitung): Leitfaden für das Personalcontrolling kleiner und mittelständischer Unternehmen. Dokumentation der Ergebnisse eines studentischen Projektes [Juli 2008]
- 2 Clausen, Sabine/Degenhart, Heinrich/Holstenkamp, Lars: Rechtliche und ökonomische Aspekte der öffentlich-privaten Kooperation im Rahmen eines privaten Brachflächenfonds. Unter besonderer Berücksichtigung des Kommunal-, Bau-, Bodenschutz-, Vergabe- und EU-Beihilferechts [Juni 2008]
- 1 Clausen, Sabine/Degenhart, Heinrich/Holstenkamp, Lars: Konzeption eines privaten Brachflächenfonds. Dokumentation der Ergebnisse des Workshops am 14.12.2007 in Lüneburg [April 2008]

Impressum

Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft der Leuphana Universität Lüneburg Institut für Bank-, Finanz- und Rechnungswesen (IBFR) Scharnhorststraße 1 21335 Lüneburg http://www.leuphana.de/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft.html Die Verantwortung für die Inhalte der Arbeitspapiere und sämtliche Copyrights liegen bei den jeweiligen Verfasserinnen und Verfassern. Allgemeine Anfragen zu den Arbeitspapieren richten Sie bitte an Dipl.-Vw. Lars Holstenkamp, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Fon: 04131.677-1931, holstenkamp@uni.leuphana.de.	Leuphana University of Lüneburg Institute of Banking, Finance, and Accounting Finance and Financial Institutions Scharnhorststraße 1 21335 Lüneburg Germany http://www.leuphana.de/professuren/finanzierung-finanzwirtschaft.html The author/s hold/s sole responsibility for the contents of the papers. Copyrights by the author/s. Please address general requests regarding the working papers to: Lars Holstenkamp, research associate, Financing and Financial Institutions, Fon: +49.4131.677-1931, holstenkamp@uni.leuphana.de.
---	--