ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Korte, Klaas; Gawel, Erik

Article

Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: Angemessene Anreize für die Einspeisung

Wirtschaftsdienst

Suggested Citation: Korte, Klaas; Gawel, Erik (2018) : Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: Angemessene Anreize für die Einspeisung, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 98, Iss. 1, pp. 60-67, https://doi.org/10.1007/s10273-018-2242-6

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/213625

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

DOI: 10.1007/s10273-018-2242-6

Klaas Korte, Erik Gawel

Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: angemessene Anreize für die Einspeisung

Der Umbau der Stromversorgung in Deutschland im Rahmen der Energiewende erfordert einen Ausbau der Stromnetzinfrastruktur. Obwohl die Einspeiseseite zunehmend Treiber dieses Ausbaubedarfs ist, erhält sie kaum Anreize, die Auswirkungen ihrer Standortwahl auf das Stromnetz bei ihren Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen. Daher stellt sich die Frage, welches Instrumentarium geeignet ist, um angemessene, netzbezogene Allokationssignale für Stromeinspeiser zu generieren und gleichzeitig den Zielen der Energiepolitik – insbesondere auch dem Ziel einer Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien – gerecht zu werden.

Seit der Entflechtung der vertikal integrierten Versorgungsunternehmen im Rahmen der Strommarktliberalisierung erfolgt der Betrieb der Stromnetze weitgehend in separierten Unternehmen oder Unternehmenseinheiten. Ziel dieser organisatorischen Trennung des Netzbetriebs von den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen der Stromversorgung ist die Ermöglichung von Wettbewerb bei Erzeugung und Vertrieb von Elektrizität. Eine Kehrseite der Entflechtung des Stromnetzes von den anderen Wertschöpfungsstufen ist jedoch, dass auf diese Weise auch die integrierte Optimierung von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur in den Verbundunternehmen verlorengegangen ist.[1] Bislang mangelt es im deutschen Regulierungsregime weitgehend an einem alternativen Steuerungsmechanismus, der in der Lage wäre, die im Rahmen der Entflechtung verlorengegangene Koordination von Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zu ersetzen – einzig im Bereich der Windkraft wird durch den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 neu eingeführten ordnungsrechtlichen Ansatz des sogenannten „Netzausbaugebiets“[2] versucht, eine netzbewusste räumliche Allokation der Anlagen zu erreichen. Künftig wird zudem im Rahmen der vorgesehenen gemeinsamen Ausschreibungen für Windkraft und Photovoltaik (PV) mit der Verteilernetzkomponente ein ökonomisches Steuerungsinstrument zur Anwendung kommen.

1 Vgl. J. Haucap, B. Pagel: Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte, in: List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39. Jg. (2013), H. 3-4, S. 235-253.

Klaas Korte, Dipl.-Ökonom, ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Departments Ökonomie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) in Leipzig.

Prof. Dr. Erik Gawel ist Direktor des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig und leitet das Department Ökonomie am UFZ.

Fehlende Anreize für Stromerzeuger

Nach geltendem Recht tragen die Betreiber von Erzeugungsanlagen zwar die Kosten für den Anschluss der Anlage an das Bestandsnetz, die Kosten für einen eventuellen Ausbau des Netzes als Folge des Neuanschlusses oder der Kapazitätserhöhung von Erzeugungsanlagen verbleiben jedoch bei den Netzbetreibern. Letztere können diese Kosten im Rahmen der durch die Anreizregulierung festzusetzenden Erlöse an die Träger der Netzentgelte weiterreichen. Da gemäß § 15 Abs. 1 der Stromnetzentgeltverordnung die Einspeiseseite jedoch nicht mit Netzentgelten belastet werden darf, empfangen die Betreiber einer Erzeugungsanlage keine Preissignale über die Kosten des Netzbetriebs. Das Ausbleiben von netzzustandsbezogenen Allokationssignalen für die Einspeiseseite hat zur Folge, dass die Betreiber von Erzeugungsanlagen ihre Standortentscheidungen unabhängig von der gegebenen Netzarchitektur treffen. Ein solcher Ansatz kann jedoch dem Ziel einer nachhaltigen Stromversorgung nicht gerecht werden, da in der Folge ein ineffizient hoher Netzausbau mit entsprechend negativen Auswirkungen auf das energiepolitische Ziel der Wirtschaftlichkeit und unter Umständen auch der Umweltverträglichkeit notwendig wird.[3] Und schon heute stößt der geplante Netzausbau vielerorts auf

2 Vgl. E. Gawel, A. Purkus: EEG 2017 – Mehr Markt bei der Erneuerbare-Energien-Förderung?, in: Wirtschaftsdienst, 96. Jg. (2016), H. 12, S. 910-915, https://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2016/12/eeg-2017-mehr-markt-bei-der-erneuerbare-energien-foerderung/ (19.12.2017).

3 Vgl. OECD, International Energy Agency (IEA): Tackling Investment Challenges in Power Generation – In IEA Countries, Paris 2007, S. 117 f.

Widerstände der lokalen Bevölkerung, was Verzögerungen und kostspielige Lösungen wie die Erdverkabelung anstelle von Freileitungen nach sich zieht.

Anforderungen an einen Koordinationsmechanismus

Es stellt sich die Frage, wie Erzeugung und Netz in einem liberalisierten Strommarkt besser koordiniert werden können. An einen dazu notwendigen Steuerungsmechanismus müssen aus (institutionen-)ökonomischer Sicht verschiedene Anforderungen gestellt werden:

1. Ein solcher Mechanismus muss wohlfahrtssteigernd gegenüber einer Fortführung des derzeitigen Regulierungsmechanismus sein. Dabei spielen jedoch nicht nur die Produktionskosten der Stromversorgung, also die Kosten der Stromerzeugung und des Netzbetriebs, eine Rolle. Bedeutend sind auch die mit der Einführung und Anwendung eines Allokationsmechanismus einhergehenden Transaktionskosten, d. h. etwa die Kosten für die Anpassung des rechtlichen Rahmens, für die Informationsbeschaffung durch die betroffenen Akteure usw.

2. Es muss gefordert werden, dass ein alternativer Koordinationsmechanismus mit den Zielen der Strom-Energiewende kompatibel sein muss, um Inkompatibilitäten im Policy-Mix der Stromversorgung zu vermeiden. Da ein Steuerungsmechanismus eine Steuerungswirkung auf die Entscheidungen der Betreiber von Erzeugungsanlagen ausüben muss, ist insbesondere von Bedeutung, wie sich die Anwendung dieses Mechanismus auf den Mix der verschiedenen Erzeugungstechnologien (konventionell, erneuerbar) auswirkt.

3. Ein alternatives politisches Instrumentarium muss den politischen Entscheidungsprozess durchlaufen. Daraus ergeben sich zwei weitere Anforderungen an den Steuerungsmechanismus. Er muss einerseits politisch durchsetzbar sein, sodass sich die Frage stellt, welche Verteilungseffekte mit seiner Einführung einhergingen und welcher politische Widerstand oder welche Unterstützung von den betroffenen Akteuren in der Folge zu erwarten wäre. Andererseits muss der Allokationsmechanismus aber auch nach Durchlaufen des politischen Entscheidungsprozesses noch mit einer Wohlfahrtsverbesserung einhergehen, d. h. politisch robust sein. Denn die Einführung eines Allokationsmechanismus, der durch den politischen Entscheidungsprozess so stark verwässert wird, dass er die Wohlfahrt nicht mehr steigern kann, ist ökonomisch nicht zu rechtfertigen.

Im wissenschaftlichen und teilweise auch im politischen Diskurs werden verschiedene Instrumentenoptionen für die netzbezogene Allokation von Erzeugungsanlagen diskutiert.[4] Die marktbasierten Ansätze lassen sich dabei in eine Gruppe von Instrumenten, die am Strompreis ansetzen und eine Gruppe, die bei den Netzentgelten ansetzt, unterscheiden. Daneben besteht die Möglichkeit die Allokation von Erzeugungsanlagen ordnungsrechtlich zu steuern.

Nodal Pricing: theoretisches Optimum mit Schwächen

Die erste Gruppe der marktbasierten Ansätze umfasst das Nodal Pricing und das Market Splitting. Beide Ansätze sehen vor, die bestehende einheitliche Gebotszone in kleinere Marktgebiete aufzuteilen. Ein Nodal Pricing, das etwa von Leuthold et al. und Breuer et al. für den deutschen bzw. europäischen Strommarkt diskutiert wird,[5] bildet das theoretische Optimum, da es in statischer Hinsicht eine Stromversorgung zu den geringstmöglichen Produktionskosten erlaubt.[6] Hierzu werden die angebotenen Preis-Mengen-Kombinationen von Angebot und Nachfrage erhoben und anschließend in Modellrechnungen ermittelt, durch welchen Einsatz der anbietenden Erzeugungsanlagen (Dispatch) die Stromnachfrage ohne Netzüberlastungen zu den geringsten Kosten bzw. Geboten befriedigt werden kann. Diese Aufgaben fallen einem zentralen Akteur, dem Independent System Operator (ISO) zu. In der Folge bilden sich in den einzelnen Teilmärkten, d. h. an den einzelnen Netzknoten, unterschiedliche Preise in Abhängigkeit von Angebot, Nachfrage und Netzzustand. Bestehen strukturelle Netzengpässe, kommt es zu stabilen Preisdifferenzen zwischen den Netzknoten, die Signale für die räumliche Allokation der Erzeugung an die Anlagenbetreiber (und auch an die Stromverbraucher) senden. Anders als im bestehenden Marktdesign, in dem der kostengünstigste Einsatz der Erzeuger ohne Berücksichtigung von eventuellen Netzengpässen ermittelt wird und auftretende Engpässe kurativ durch ein Redispatch, d. h. eine Fahrplanänderung des Kraftwerkseinsatzes durch die Übertragungsnetzbetreiber, aufgelöst werden, werden beim Nodal Pricing Engpässe präventiv vermieden. Die entstehenden Preisdifferenzen zwischen den Netzknoten zeigen zudem, unter der Annahme kostenwahrer Preise, die Kosten von bestehenden Engpässen im Netz auf und erlauben so eine Gegenüberstellung mit den Kosten eines Netzausbaus zur

4 Vgl. J. Haucap, B. Pagel, a. a. O.; Monopolkommission: Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Sondergutachten 77, Bonn 2017, S. 93 ff.; V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch: Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Nürnberg, Juni 2015, http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2016/02/gutachten_regionale-preiskomponenten07.10.15.pdf (19.12.2017).

5 Vgl. F. Leuthold, H. Weigt, C. v. Hirschhausen: Efficient pricing for European electricity networks – The theory of nodal pricing applied to feeding-in wind in Germany, in: Utilities Policy, 16. Jg. (2008), S. 284-291; C. Breuer, N. Seeger, A. Moser: Determination of alternative bidding areas based on a full nodal pricing approach, IEEE Conference Paper 2013, http://ieeexplore.ieee.org/document/6672466/ (19.12.2017).

6 Vgl. F. Leuthold, H. Weigt, C. v. Hirschhausen, a. a. O.

Behebung der Engpässe, die eine effiziente Entscheidung über den Netzausbau ermöglichen kann.[7] Die starke Verkleinerung des Marktes geht allerdings auch mit erhöhten Preisrisiken für die Erzeuger einher, da die Preisvolatilität zunimmt[8] und der Zubau von Erzeugungskapazitäten an einem Knoten oder auch der Ausbau von knotenrelevanten Leitungskapazitäten zu deutlichen Preisänderungen in einem bestimmten Knoten führen können. Diese Zunahme der Preisrisiken kann sich einerseits in gestiegenen Risikokosten der Erzeuger niederschlagen, andererseits auch zu Investitionszurückhaltung führen und somit unter Umständen die Versorgungssicherheit gefährden.[9] Gleichzeitig geht die Verkleinerung eines Marktes auch mit einer Erhöhung der Marktkonzentration einher und bringt so Marktmachtprobleme mit sich.[10] Diese Effekte können daher die Produktionskosteneffizienz eines Nodal Pricing herabsetzen und gegebenenfalls die Einführung weiterer Instrumente zur Investitionsstimulation (etwa eines Kapazitätsmarktes) und Marktmachtkontrolle (etwa die Festsetzung von Preisobergrenzen)[11] erforderlich machen, die mit zusätzlichen Transaktionskosten einhergehen. Zudem wäre die Einführung eines Nodal Pricings in Deutschland oder Europa mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten verbunden, da hierzu eine weitreichende Systemumstellung notwendig wäre. So müsste etwa ein ISO mit dem dazugehörigen Gesetzesrahmen eingerichtet werden, und anders als derzeit müsste der gesamte Stromhandel (gesetzlich verpflichtend) zentral erfasst werden.[12]

Modellierungen eines Nodal Pricings für Deutschland zeigen, dass als Folge einer optimierten Standortwahl der Erzeuger der notwendige Netzausbau deutlich geringer ausfiele als bei einer Fortführung des rechtlichen Status quo. Gleichzeitig würde ein solcher Ansatz auch zu einer Veränderung des konventionellen Kraftwerkparks führen, mit der Folge, dass gegenüber einer Fortführung des Status quo geringere Braunkohlekapazitäten, aber höhere Kapazitäten aus Gaskraftwerken eingesetzt würden.[13] Damit würde ein solcher Ansatz auch zu einem Energiewende-förderlicheren Erzeugungsmix der konventionellen Kapazitäten führen, da CO_2-ärmere und flexibler einsetzbare Gaskraftwerke anstelle von Kohlekraftwerken für die Bedienung der Residuallast zur Verfügung stünden.

Die politische Durchsetzbarkeit eines Nodal Pricings in Deutschland scheint allerdings eher kritisch. Denn die Systemumstellung hin zu einem Nodal Pricing ginge mit deutlichen Verteilungseffekten einher, mit steigenden Strompreisen insbesondere im industrie- und arbeitsplatzintensiven Süden und Südwesten Deutschlands, sodass hier starker politischer Widerstand zu erwarten wäre. Hinzu kommt, dass einem einzusetzenden ISO Kompetenzen der Übertragungsnetzbetreiber übertragen werden müssten, sodass auch von diesen Widerstand gegen ein solches Regime möglich scheint. Gleichzeitig jedoch verfügt ein Nodal Pricing, sofern die Knotenpreise tatsächlich mithilfe einer Modellierungsrechnung ermittelt werden, über eine hohe politische Robustheit, denn weder Netzknoten noch die Knotenpreise sind in einem solchen Fall verhandelbar oder Gegenstand des politischen Entscheidungsprozesses.

Market Splitting: geringere Marktkonzentration zulasten der Produktionseffizienz

Das Market Splitting als zweiter strompreisbasierter Ansatz sieht eine Aufspaltung des bestehenden Marktes in mehrere Gebotszonen vor. Es stellt damit im Prinzip eine abgeschwächte Form des Nodal Pricings dar. In Analysen für den deutschen Markt wird meist eine Zweiteilung des bestehenden Marktes in eine Nord- und eine Südzone vorgeschlagen, da Engpässe im Stromnetz gehäuft auf den Nord-Süd-Leitungen des Übertragungsnetzes auftreten.[14] Die Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen würden damit zu Interkonnektoren, analog zu den bereits bestehenden im europäischen Strombinnenmarkt. Somit könnten Erzeuger in der einen Gebotszone auch weiterhin in anderen Zonen bieten, soweit die Übertragungskapazitäten zwischen den Zonen dies zulassen. Auf diese Weise würde erreicht, dass der Dispatch der Erzeugungsanlagen keinen Engpass mehr auf den Leitungen zwischen den Gebotszonen erzeugen könnte und Redispatch-Maßnahmen zwischen den Zonen obsolet würden. Gleichzeitig würde es in Zeiten einer Vollauslastung der Interkonnektoren zu Preisdifferenzen zwischen den Gebotszonen kommen, die gleichzeitig die Grenzkosten des bestehenden Engpasses zwischen den Zonen transparent machten. In der Gebotszone vor dem potenziellen Übertragungsengpass, also jener Zone mit einem Angebotsüberhang, würden sich niedrigere Preise einstellen als in der Gebotszone hinter dem potenziellen

7 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O.
8 Vgl. Frontier economics, Consentec: Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung, Bericht für die Bundesnetzagentur, London 2011, S. 59 ff.
9 Vgl. ebenda, S. 131.
10 Vgl. ebenda, S. 130.
11 Preisobergrenzen können das Auftreten von nicht-marktmachtbedingten Preisspitzen in Knappheitssituationen verhindern und so die Problematik der Investitionszurückhaltung weiter verstärken, vgl. P. Cramton, A. Ockenfels: Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36. Jg. (2012), S. 113-134.
12 Vgl. A. Löschel, F. Flues, F. Pothen, P. Massier: Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss, in: Wirtschaftsdienst, 93. Jg. (2013), H. 11, S. 778-784, https://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2013/11/strommarkt-marktordnung-aus-einem-guss/ (19.12.2017).
13 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O.
14 Vgl. etwa ebenda; A. Löschel, F. Flues, F. Pothen, P. Massier, a. a. O.

Engpass, also jener Zone mit einem Nachfrageüberhang. Auf diese Weise würde ein Market Splitting Investitionen in Erzeugungskapazität in Nachfrageüberhanggebieten rentabler machen, in Angebotsüberhanggebieten hingegen unattraktiver und so Steuerungssignale für die Standortentscheidungen der Betreiber von Erzeugungsanlagen senden.[15] Der Detaillierungsgrad der räumlichen Steuerung fiele dabei allerdings deutlich geringer aus als beim Nodal Pricing, und entsprechend wäre auch die Produktionseffizienz der Stromversorgung herabgesetzt, wie auch Modellierungsergebnisse bestätigen. Dennoch verspräche eine Zweiteilung des deutschen Großhandelsmarktes in eine Nord- und eine Südgebotszone gegenüber der Fortführung des Status quo größere Wohlfahrtsgewinne, vor allem aber eine Reduktion des Bedarfs an umstrittenen Übertragungsnetzleitungen.[16] Im Gegenzug wären die Probleme eines Nodal Pricings in einem Market Splitting schwächer ausgeprägt: Die größeren Marktgebiete bedeuten gleichzeitig eine geringere Marktkonzentration und mithin ein verbessertes Wettbewerbsumfeld mit weniger Marktmachtproblemen und geringerem Einfluss von individuellen Akteursentscheidungen auf die Preisbildung, was die Planungssicherheit von Erzeugern verbessert.[17]

Ein Market Splitting ließe sich recht einfach in das bestehende Strommarktdesign integrieren und ginge daher mit deutlich geringeren Transaktionskosten einher als ein Nodal Pricing. Denn im Grunde unterscheidet sich eine aufgeteilte Gebotszone innerhalb Deutschlands nicht vom bestehenden Design des europäischen Binnenmarktes mit seinen unterschiedlichen Gebotszonen, die durch Interkonnektoren miteinander verbunden sind. So findet ein Market Splitting innerhalb des europäischen Strommarkts etwa bereits in Italien und den Ländern des skandinavischen Nord-Pools Anwendung.[18] Gleichwohl sind auch bei der Umsetzung eines Market Splittings in Deutschland Anpassungen des Marktdesigns aber auch Transaktionskosten aufseiten der Strommarktakteure zu erwarten, etwa durch die Notwendigkeit der Anpassung von Stromlieferverträgen. Diese Kosten ließen sich aber durch einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf der Einführung reduzieren.[19]

Wie auch das Nodal Pricing ginge ein Market Splitting mit regionalen Verteilungseffekten einher. Bei einer Zweiteilung des deutschen Strommarktes in eine Nord- und eine Südzone wären etwa geringere Strompreise im Norden und höhere Strompreise im Süden und dementsprechende politische Widerstände von den betroffenen Akteuren zu erwarten.[20] Um derartige Verteilungseffekte teilweise zu vermeiden, aber dennoch Allokationsanreize für die Erzeuger zu setzen, könnten die Preisdifferenzen auch lediglich für die Einspeiseseite ertragswirksam werden und für die Ausspeiseseite ein gebotszonenübergreifender Durchschnittspreis gebildet werden. Ein solcher Ansatz wird im italienischen Strommarkt angewendet.[21] Problematisch ist zudem die politische Robustheit. Denn eine Aufteilung der einheitlichen Gebotszone sollte aus Wohlfahrtsgründen zwar nach ökonomischen Effizienzkriterien erfolgen, in der politischen Realität ist aufgrund der Verteilungseffekte jedoch zu erwarten, dass der Zuschnitt der neuen Gebotszonen das Ergebnis politischer Verhandlungen ist und somit mögliche Effizienzgewinne aus der Aufteilung des Marktes nicht realisiert werden können.

Netzentgelte als räumlicher Steuerungsmechanismus

Die zweite Gruppe von netzgerichteten räumlichen Steuerungsansätzen sieht eine stärkere Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten vor. Nach derzeitiger Rechtslage tragen Betreiber von Erzeugungsanlagen lediglich die Kosten für den Anschluss ihrer Anlagen an das Bestandsnetz, werden jedoch an den Kosten des Bestandsnetzes selbst und für dessen Ausbau nicht beteiligt. Ein möglicher Ansatz zur Beteiligung der Erzeuger an diesen Netzkosten wäre es, eine Erzeugerkomponente (die sogenannte G-Komponente, vom englischen Wort „generation“) bei den Netzentgelten einzuführen, wie sie etwa von Haucap und Pagel vorgeschlagen wurde.[22] Diese würde einen Teil der Netzentgelte, die bislang vollständig von der Ausspeiseseite zu tragen sind, den Einspeisern anlasten. In der Regel werden dabei die Entgelte der Erzeuger zentral für eine längere Periode von einem oder mehreren Jahren festgesetzt.[23]

Eine räumliche Steuerungswirkung kann ein solches Instrument freilich nur entwickeln, wenn die G-Komponente räumlich differenziert ist, also das Netzentgelt für Erzeuger vor einem (potenziellen) Netzengpass höher und hinter einem (potenziellen) Netzengpass geringer oder

15 Vgl. A. Löschel, F. Flues, F. Pothen, P. Massier, a. a. O.
16 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O.
17 Vgl. Frontier economics, Consentec, a. a. O., S. 59 ff.; J. Haucap, B. Pagel, a. a. O.
18 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O., S. 17 f.; Frontier economics, Consentec, a. a. O., S. 61 ff.
19 Vgl. Frontier economics, Consentec, a. a. O., S. 85 ff.
20 Vgl. Monopolkommission, a. a. O., S. 110; K. Trepper, M. Bucksteeg, C. Weber: Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model in Europe, in: Energy Policy, 87. Jg. (2015), S. 199-215.
21 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O., S. 18.
22 Vgl. J. Haucap, B. Pagel, a. a. O.
23 Vgl. N. Friedrichsen, J. Hilpert, M. Klobasa, S. Marwitz, F. Sailer: Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems, Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Climate Change, Nr. 34, Dessau-Roßlau 2016, S. 151 ff.

gar negativ ausfällt.[24] Inwiefern ein solches Instrument eine tatsächliche Steuerungswirkung entfalten kann, hängt maßgeblich von der Ausgestaltung und absoluten Höhe der G-Komponente ab. Modellierungen einer G-Komponente nach britischem Vorbild für den deutschen Strommarkt kommen jedenfalls zu dem Ergebnis, dass die Wohlfahrtsgewinne durch eine erhöhte Produktionseffizienz der Strombereitstellung relativ gering ausfallen würden.[25] Daher erscheint es fraglich, ob unter Berücksichtigung der notwendigen Transaktionskosten (etwa für die Anpassung des rechtlichen Rahmens oder die periodische Erhebung der Netzentgelte zusätzlich von den Erzeugern) überhaupt ein Wohlfahrtsgewinn verbliebe. Ein stärkerer Steuerungseffekt wäre zu erzielen, wenn auch die Verteilernetzentgelte mit in die G-Komponente einbezogen würden. Denn mit dem Einbezug der Kosten auf der Verteilernetzebene nähme auch der Anteil der räumlich differenzierten Kosten an den Gesamtkosten der Erzeugungsanlagen zu. Dies gilt allerdings nur für Anlagen, die auch auf der Verteilernetzebene angeschlossen sind und einspeisen und hätte somit gleichzeitig den Effekt, dass die Netzkosten, die dezentrale Erzeugungsanlagen zu tragen hätten, größer ausfielen als die zentraler Erzeuger. Auf diese Weise würde sich die relative Wettbewerbsposition von dezentralen Erzeugern verschlechtern und der angestrebte Umbau der Stromerzeugung von zentralen Großkraftwerken zu dezentraler und überwiegend erneuerbarer Erzeugung erschwert. Dies mag zwar für jene dezentralen Anlagen unproblematisch sein, die außerhalb des Marktes gefördert werden, steht jedoch der geforderten Marktintegration dieser Anlagen im Wege.

Gegenüber den strompreisbasierten Ansätzen, insbesondere dem Nodal Pricing, besitzt die G-Komponente den Vorteil, dass sie durch die zentrale periodische Festsetzung des zu entrichtenden Entgelts eine höhere Planungssicherheit bei den Erzeugern schafft und somit Risikokosten senkt und Investitionen attraktiver macht. Gleichzeitig vermittelt die G-Komponente zentrales Wissen über den Netzzustand und unter Umständen auch über den geplanten Ausbau an die dezentralen Akteure und kann so helfen, deren Transaktionskosten für die Informationssuche und -verarbeitung gering zu halten.

24 Tatsächlich gibt es gegenwärtig jedoch politische Bestrebungen und Maßnahmen zur Vereinheitlichung der Netzentgelte. Eine räumliche Differenzierung scheint ökonomisch auch noch aus anderen Gründen als der räumlichen Steuerung von Erzeugern geboten, vgl. K. Korte, E. Gawel: Regional differenzierte Stromnetzentgelte als Auslaufmodell?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66. Jg. (2016), H. 1/2, S. 61-65.

25 Vgl. V. Grimm, G. Zöttl, B. Rückel, C. Sölch, a. a. O. Auch die Monopolkommission kommt zu dem Ergebnis, dass eine leistungsbasierte G-Komponente einen Netzausbau nur in geringem Umfang vermeiden könnte, vgl. Monopolkommission: Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015.

Problemfall Bestandsanlagen

Problematisch gestaltet sich die Frage, ob nur Neu- oder auch Bestandsanlagen eine G-Komponente zu leisten haben sollen. Eine Entscheidung über den Standort der Erzeugungsanlagen ist freilich nur noch bei Neuanlagen möglich, sodass eine G-Komponente bezüglich der Standortwahl bei Bestandsanlagen wirkungslos bliebe. Zudem könnte die Einführung einer G-Komponente für Bestandsanlagen Fragen des Bestands- und Vertrauensschutzes aufwerfen.[26] Die alleinige Belastung von Neuanlagen mit einer G-Komponente würde jedoch den Wettbewerb zwischen Bestands- und Neuanlagen zugunsten des Bestands verzerren und somit auch die Entscheidung über den effizienten Ersatzzeitpunkt von Altanlagen. Eine solche Verzögerung des Umbaus des Kraftwerkparks liefe der im Rahmen der Energiewende angestrebten Transformation des Erzeugungsparks zuwider.

Wie auch die strompreisbasierten Ansätze geht die G-Komponente mit Verteilungseffekten zwischen den Erzeugern an unterschiedlichen Standorten einher, wenngleich aufgrund des geringeren absoluten Umfangs in geringerem Ausmaß. Entsprechend dürfte politischer Widerstand von jenen Erzeugern zu erwarten sein, deren Wettbewerbsposition verschlechtert würde, Unterstützung hingegen von den Erzeugern, deren Wettbewerbsposition sich verbesserte. Eine G-Komponente findet bereits in unterschiedlicher Ausgestaltung in mehreren europäischen Ländern Anwendung.[27] Gleichwohl wird die politische Durchsetzbarkeit einer G-Komponente in Deutschland zusätzlich dadurch erschwert, dass ihre Einführung zu einer Verschlechterung der heutigen Wettbewerbsposition deutscher Stromerzeuger im europäischen Strommarkt führte. Mithin dürfte politischer Widerstand vonseiten der gut organisierten Stromerzeuger in Deutschland zu erwarten sein.

Bezüglich der politischen Robustheit steht die G-Komponente vor derselben Problematik wie ein Market Splitting, dass der Zuschnitt der Gebiete der G-Komponente politisch verhandelbar erscheint, da er zentral festgesetzt wird. Verstärkt wird dies noch dadurch, dass auch die Höhe der G-Komponente zentral bestimmt wird und somit ebenfalls zum Gegenstand politischer Verhandlungen zu werden droht. Im Ergebnis kann es letztlich zu einer Ausgestaltung der G-Komponente kommen, die keinerlei oder gar negative Wohlfahrtseffekte gegenüber einer Fortführung des Status quo nach sich zöge.

26 Vgl. N. Friedrichsen, J. Hilpert, M. Klobasa, S. Marwitz, F. Sailer, a. a. O., S. 155 und S. 165.

27 Vgl. ENTSO-E: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, Juni 2014, S. 13, https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf (19.12.2017).

Eine Art virtuelle G-Komponente, die allerdings nur auf EEG-geförderte Neuanlagen Anwendung findet, stellt die Verteilernetzkomponente dar, die im Rahmen der technologieneutralen gemeinsamen Ausschreibungen für Wind und PV ab 2018 angewandt werden soll. Diese sieht vor, dass den Geboten von Anlagen, die in einem Verteilernetzausbaugebiet errichtet werden sollen, ein Aufschlag auf das abgegebene Gebot hinzugerechnet wird und diese Anlagen daher virtuell mit einem höheren Preis bieten. Damit findet eine Internalisierung der durch den anfallenden Netzausbau entstehenden externen Kosten bei der Gebotsabgabe statt.[28] Daran anknüpfend schlägt die Monopolkommission eine Erneuerbare-Energien-Regionalkomponente vor, die im Gegensatz zur Verteilernetzkomponente auch zahlungswirksam würde und unabhängig vom Ausschreibungsverfahren von den Netzbetreibern erhoben würde.[29] Die Beschränkung dieser beiden Ansätze auf erneuerbare Energien kann auch nur bei diesen eine Anreizwirkung entfalten. Die Standortentscheidungen beim notwendigen Umbau des konventionellen Kraftwerksparks hin zu flexibleren Residuallastkraftwerken würden damit weiterhin netzblind erfolgen. Zudem stünde eine alleinige Belastung von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einem Netzentgelt der geforderten Marktintegration der Erneuerbaren entgegen.

Einen alternativen Ansatz, der bei den Netzkosten ansetzt, haben Friedrichsen et al. für das Umweltbundesamt erarbeitet. Sie schlagen einen Baukostenzuschuss für neu errichtete Erzeugungsanlagen vor, der regional differenziert erhoben wird und die Neuanlagen an den entstehenden Ausbaukosten beteiligen soll.[30] Es handelt sich dabei um eine einmalige Zahlung des Betreibers einer neuen Erzeugungsanlage an den Netzbetreiber. Der Baukostenzuschuss stellt im Prinzip lediglich eine kapitalisierte G-Komponente für Neuanlagen dar und unterscheidet sich in seinen Effekten nur geringfügig von denen einer G-Komponente. Gegenüber der G-Komponente besitzt der Baukostenzuschuss durch die einmalige Abgeltung den Vorteil, dass er eine höhere Investitionssicherheit schafft, da keine künftigen Änderungen des zu zahlenden Entgelts zu erwarten sind. Problematisch ist jedoch die Energiewendekompatibilität. Da ein Baukostenzuschlag nur Neuanlagen betrifft, führt er zur dargestellten Wettbewerbsverzerrung zwischen Bestands- und Neuanlagen und behindert damit den angestrebten Umbau der Stromerzeugung.

Ordnungsrechtliche Steuerung: das Netzausbaugebiet

Neben marktbasierten Ansätzen können auch ordnungsrechtliche Instrumente zur Standortsteuerung Anwendung finden. Ein solcher Mechanismus findet sich mit dem sogenannten Netzausbaugebiet gemäß § 36c EEG 2017 derzeit im Ausschreibungsmechanismus für Windkraft an Land. Das von der Bundesnetzagentur festgelegte „Netzausbaugebiet“ beschränkt den EEG-geförderten Ausbau von Windkraftanlagen für einen Übergangszeitraum in diesem Gebiet auf eine rechtlich festgesetzte Obergrenze. Dieses Gebiet umfasst derzeit den nördlichsten Teil Deutschlands.[31] Ein solches Instrument erzielt in einem Marktsegment, das weiterhin von der staatlichen Förderung abhängig ist, zweifellos die erwünschte Steuerungswirkung und dies zu relativ geringen Transaktionskosten. Denn regionale Obergrenzen lassen sich recht einfach in das bestehende Ausschreibungsmodell für Windkraftanlagen integrieren. Zudem vermittelt die Festlegung des Netzausbaugebiets zentrales Wissen über bestehende Netzengpässe und Netzausbauplanungen an die dezentralen Akteure und hilft so, Informationskosten zu reduzieren.

Eine ordnungsrechtliche Bestimmung der Standorte von Erzeugungsanlagen im regionalen Maßstab vernachlässigt jedoch das dezentrale Wissen der Betreiber von individuellen Erzeugungsanlagen über die jeweiligen Kosten der Erzeugung an den einzelnen Standorten. Entscheidend für eine wohlfahrtsmaximierende Allokation der Erzeugungsanlagen im Raum ist aber nicht allein eine Berücksichtigung von Netzkosten, sondern ebenfalls die Berücksichtigung anderer standortspezifischer Kosten. Diese kennen die Betreiber von Erzeugungsanlagen besser als ein zentraler Planer. Daher ist davon auszugehen, dass die räumliche Allokation durch einen zentralen Planer die Produktionseffizienz der Stromversorgung gegenüber einer optimalen Allokation herabsetzt.[32] Dies wird im derzeitigen Instrumentendesign noch dadurch verstärkt, dass die Netzausbaugebiete ausschließlich für eine Erzeugungstechnologie Anwendung finden. Ursächlich für die bestehenden Netzengpässe ist aber nicht allein die Windkraft an Land, sondern gleichermaßen alle anderen Erzeuger, die im Netzausbaugebiet Strom erzeugen. Die Standortentscheidungen von Anlagen einer ausgewählten Erzeugungstechnologie, die voraussichtlich mindestens 20 Jahre in Betrieb sein werden, von derzeitigen Netzengpässen abhängig zu machen, erscheint jedoch volkswirtschaftlich fragwürdig, da einerseits nicht bekannt ist, ob die notwendigen Kosten der Abregelung von Windkraftanlagen im Netzausbaugebiet den möglichen Effizienzverlust der Standortverlagerung an ungünstigere Standorte überwiegen und zum anderen zu erwarten ist, dass der geplante Netzausbau die bestehenden Netzengpässe

28 Vgl. Monopolkommission: Energie 2017 ..., a. a. O., S. 102 ff.
29 Vgl. ebenda, S. 109 ff.
30 Vgl. N. Friedrichsen, J. Hilpert, M. Klobasa, S. Marwitz, F. Sailer, a. a. O., S. 161.
31 Vgl. Bundesnetzagentur: Netzausbaugebiet, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html (19.12.2017).
32 Vgl. Monopolkommission: Energie 2017 ..., a. a. O., S. 102.

noch im Laufe der Lebensdauer der zu errichtenden Anlagen beheben wird. Es bräuchte daher vielmehr einen Mechanismus, der allen Anlagenbetreibern Informationen über die Netzkosten ihrer Standortentscheidung vermittelt und so die Kosteninformationen der dezentralen Akteure erweitert, um effizientere Standortentscheidungen zu ermöglichen. Da bei diesem Instrument faktisch eine regionale Ausbaubremse anstelle eines Marktsignals mit Freiheitsgraden einer Standortentscheidung statuiert wird, bleibt zugleich auch die Vereinbarkeit mit den Energiewendezielen kritisch, denn der Ausbau der Windenergie an Land wird durch das Netzausbaugebiet gerade in den besonders windhöffigen Gebieten begrenzt.[33] Da in den Ausschreibungen installierte Leistungen (MW) auktioniert werden, ist zu erwarten, dass diese Begrenzung auch die erzeugbare elektrische Arbeit (MWh) aus den zu installierenden Anlagen gegenüber einer Ausschreibung mit freier Standortwahl vermindert und so den Ausbau des Erneuerbare-Energien-Anteils an der Stromerzeugung ausbremst.

Die Tatsache, dass das Instrument des Netzausbaugebiets rechtlich implementiert ist, zeigt, dass es – trotz erwartbarer Kritik – politisch durchaus durchsetzbar ist. Gleichzeitig ist auch ein solcher Mechanismus für politische anstelle von wohlfahrtsorientierten Setzungen anfällig. So sind etwa die gesetzlich festgeschriebenen Werte für die maximale Größe des Netzausbaugebiets, die Festlegung der auszuschreibenden Mengen im Netzausbaugebiet oder der konkrete räumliche Zuschnitt des Netzausbaugebiets durchaus Gegenstand eines politischen Verhandlungsprozesses[34] bzw. politisch gegendruckanfällig – und nicht nur Sacherwägungen geschuldet.

Erkenntnisse für einen angemessenen Koordinationsmechanismus

Die Analyse der diskutierten Instrumente lässt einige Schlüsse über die Ausgestaltung eines wohlfahrtssteigernden und energiewendekonformen Instrumentariums zur netzgerichteten Steuerung der räumlichen Allokation von Erzeugungsanlagen zu. Es zeigt sich, dass eine Erzeugerbeteiligung an den Netzkosten, die die Transformation der Stromversorgung nicht gefährden soll, nur auf der Übertragungsnetzebene ansetzen kann. Der Einbezug der Verteilnetzebene würde zu einem Wettbewerbsnachteil von dezentralen Erzeugern führen, da diese beim derzeitigen Wälzungsmechanismus der Netzkosten mit höheren Netzentgelten belastet würden als zentrale Erzeuger. Dies gestaltet sich zwar unproblematisch, sofern dezentrale Erzeuger außerhalb des Großhandelsmarktes gefördert werden, da die höheren Kosten in diesem Fall über den Fördermechanismus refinanziert werden können. Es steht jedoch der geforderten Marktintegration der Erneuerbaren entgegen und verschlechtert die Wettbewerbsposition von dezentralen Erzeugern, die sich am Großhandelsmarkt refinanzieren müssen.[35] Eine Netzentgeltbeteiligung, die sich auf die Übertragungsnetzkosten beschränkt, kann wiederum nur einen geringen Steuerungseffekt entfalten.

Vor diesem Hintergrund verspricht eine räumliche Steuerung über regional differenzierte Großhandelsstrompreise effektiver zu sein als eine Steuerung über ein Übertragungsnetzentgelt für Erzeuger. Wie Modellierungsergebnisse zeigen, würde ein strompreisbasierter Ansatz zudem Anreize für einen energiewendekompatibleren Mix des konventionellen Erzeugerparks setzen, da die regionalen Preise Gaskraftwerke im Süden attraktiver machten und Kohlekraftwerke im Norden unrentabler. Es würden somit Investitionen in flexiblere und CO_2-ärmere Gaskraftwerke stimuliert, die als dringend notwendig für die Energiewende angesehen werden.[36] Gleichzeitig könnte der Ausbau der umstrittenen Höchstspannungsleitungen für den Stromtransport zwischen dem Norden und dem Süden Deutschlands reduziert werden. Jedoch brächte eine Verkleinerung des Großhandelsmarktes die Gefahr von Marktmacht, einer höheren Preisvolatilität und mit ihr einer höheren Unsicherheit für die Marktakteure mit sich. Eine kleinteilige Aufsplittung des Marktes scheint vor diesem Hintergrund nicht geboten.

Preisvermittelte Signale für die räumliche Allokationssteuerung gehen unweigerlich mit Verteilungseffekten einher, die politischen Widerstand derjenigen Akteure hervorrufen werden, die durch die Einführung eines neuen Steuerungsmechanismus eine Schlechterstellung gegenüber dem Status quo erführen. Es scheint vor diesem Hintergrund angezeigt, die Verteilungseffekte auf die Einspeiseseite zu beschränken, um die politische Durchsetzbarkeit zu verbessern. Grundsätzlich kann zwar auch die räumliche Verteilung der Stromnachfrage Netzengpässe vermeiden, die

33 Vgl. J. Vollprecht, M. Altrock: Die EEG-Novelle 2017: Von Ausschreibungen bis zuschaltbare Lasten, in: EnWZ, 5. Jg. (2016), H. 9, S. 387-396.

34 So zeigte sich etwa der niedersächsische Umwelt- und Energieminister Stefan Wenzel erfreut darüber, dass der letztliche Zuschnitt des Netzausbaugebiets einen kleineren Teil der Fläche Niedersachsens umfasst als dies im ersten Entwurf der Bundesnetzagentur der Fall gewesen sei, vgl. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz: Antwort auf die mündliche Anfrage: Windkraft und Netzausbaugebiete in Niedersachsen, 28.10.2016, http://www.umwelt.niedersachsen.de/aktuelles/pressemitteilungen/windkraft-und-netzausbaugebiete-in-niedersachsen-148102.html (19.12.2017).

35 So erschwerte dies etwa auch den Weiterbetrieb von dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nach Ende der Förderdauer im Wettbewerb mit zentralen Erzeugungstechnologien am Großhandelsmarkt bestehen müssen, vgl. P. Lehmann, E. Gawel, K. Korte, A. Purkus: 20 Jahre EEG: Ist das Förderende für alte Anlagen ein Problem für die Energiewende?, in: Wirtschaftsdienst, 97. Jg. (2017), H. 10, S. 727-732.

36 Vgl. F. Matthes, B. Schlemmermeier, C. Diermann, H. Hermann, C. v. Hammerstein: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem, Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Berlin 2012 , S. 55 ff.

Steuerungseffekte auf die räumliche Verteilung der Stromnachfrage dürften allerdings deutlich geringer ausfallen als für die Einspeiser, da die Stromnachfrage in noch höherem Maße auch von anderen Standortfaktoren abhängig ist.[37]

Market Splitting sinnvoll

Im Ergebnis scheint ein Market Splitting entlang von bestehenden Netzengpässen der geeignetste Weg zu sein, um eine nachhaltige Koordination von Erzeugung und Netz in einem liberalisierten Strommarkt angemessen anzureizen.[38] Und auch die Europäische Kommission schlägt im Rahmen ihres Winterpakets 2016 eine Überprüfung der bestehenden Gebotszonen und gegebenenfalls einen Neuzuschnitt entlang von strukturellen Netzengpässen vor.[39] Damit steht auch eine Aufteilung des deutschen Strommarktes in mehrere Gebotszonen zur Debatte.[40] Dabei sollten die Marktgebiete jedoch nicht zu klein ausfallen, um Marktkonzentrationsprobleme zu vermeiden. Die häufiger vorgeschlagene Zweiteilung des deutschen Strommarktes in eine Nord- und eine Süd-Gebotszone könnte ein gangbarer Weg sein; weitere Vorteile wären vermutlich aus einem Nationalstaatsgrenzen-überschreitenden Zuschnitt der Gebotszonen zu erwarten.[41] Eine solche Aufspaltung der einheitlichen Gebotszone würde die Generierung der genannten Vorteile strompreisbasierter Lösungen (wohlfahrtssteigernde Reduktion des Netzausbaus, Energiewende-förderlicher Effekt auf den konventionellen Kraftwerkspark, keine Verzerrung zwischen Bestands- und Neuanlagen) ermöglichen, wenngleich auch zum Teil in geringerem Umfang als ein Nodal Pricing. Gleichzeitig jedoch fallen auch die Kosten eines Market Splittings deutlich geringer aus als die eines Nodal Pricings, dies gilt insbesondere für Probleme der Marktkonzentration und die Transaktionskosten für den Systemübergang. Um die politische Durchsetzbarkeit eines solchen Instruments zu erhöhen, sollten die Preisdifferenzen zwischen den Märkten nach italienischem Vorbild auf die Erzeugerseite beschränkt werden. Verteilungseffekte und die damit verbundenen Widerstände entfielen dann auf der Stromverbraucherseite. Eine besondere Herausforderung stellt der Zuschnitt der Gebotszonen dar, der nach Effizienzkriterien erfolgen und nicht politisches Verhandlungsergebnis sein sollte. Um dies zu erreichen, könnte diese Aufgabe an die Bundesnetzagentur delegiert werden, der ja auch bereits ähnliche Aufgaben im Rahmen der Festlegung des Netzausbaugebiets oder bei der Verteilernetzkomponente übertragen wurden.

Als Argument gegen eine Aufteilung der einheitlichen Gebotszone werden gelegentlich Marktmachtbedenken vorgebracht. Dieser Aspekt ist sicherlich nicht zu vernachlässigen und sollte bei einer Systemumstellung entsprechend aufmerksam und kritisch beobachtet werden. Allerdings nimmt die Marktkonzentration in der deutschen Stromerzeugung seit Jahren kontinuierlich und deutlich ab,[42] und es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend mit fortschreitender Transformation der Stromversorgung fortsetzen wird. Marktmachtprobleme dürften daher zumindest im Bereich der Erzeugung eine immer geringere Rolle spielen, die Notwendigkeit einer Standortsteuerung hingegen weiter zunehmen. Die bestehenden sozialen Konflikte um den heute geplanten Netzausbau zeigen bereits deutlich, dass der derzeitige Ansatz des lastfolgenden Netzes nicht nur ökonomisch nicht nachhaltig sein kann.

37 Vgl. Frontier economics, Consentec, a. a. O., S. 68 f.

38 Im Ergebnis ebenso: Agora Energiewende: Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte, Berlin 2017, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf (19.12.2017); A. Löschel, F. Flues, F. Pothen, P. Massier, a. a. O.

39 Vgl. Artikel 13 des Vorschlags für eine Verordnung des europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt, COM(2016) 861 final, Brüssel 23.2.2017, http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9b9d9035-fa9e-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_4&format=PDF (19.12.2017).

40 Vgl. etwa C. Schlesiger: Bundesregierung wehrt sich gegen Strom-Pläne der EU-Kommission, in: WirtschaftsWoche Online vom 23.3.2017, http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/strom-bundesregierung-wehrt-sich-gegen-strom-plaene-der-eu-kommission/19557242.html (19.12.2017). Zunächst wird allerdings eine Aufspaltung der gemeinsamen Gebotszone Deutschland-Österreich entlang der Nationalstaatsgrenzen erwogen, vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Europäische Energiepolitik, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/europaeische-energiepolitik.html (19.12.2017).

41 Vgl. Leopoldina, acatech, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften: Die Energiewende europäisch integrieren – Neue Gestaltungsmöglichkeiten für die gemeinsame Energie- und Klimapolitik, März 2015, http://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/2015_Stellungnahme_Integration_Energiewende_europaeisch.pdf (19.12.2017).

42 Monopolkommission: Energie 2017 ..., a. a. O., S. 50 ff.

Title: *Spatial Coordination of Generation and Network in a Liberalised Power Market: Adequate Incentives for Power Feed-in*
Abstract: *The transformation of the power supply in Germany in the course of the Energiewende, or energy transformation, comes along with the necessity of a modification and extension of the electrical grid. However, within the current regulatory framework, generators barely receive any incentives to consider potential effects of their investment on the power network when deciding on the siting of facilities. Therefore, the question arises as to what policy instruments might be suitable for creating adequate grid-oriented incentives for power generators while being compatible with the other aims of the German energy policy, in particular the goal of a power supply system that is based on renewable energy sources.*
JEL Classification: *D47, Q41, Q48*