

Monopole, Liberalisierung, Energiewende – Strommarktdesign zwischen Wandel und Konstanz

Katherina Grashof, Stefan Lechtenböhrer, Alexander Zipp, Henning Jachmann, Bernhard Wille-Haussmann und Matthias Reeg

Nach einer langen Phase der Stabilität ist die Stromwirtschaft in den vergangenen 15 Jahren stark in Bewegung geraten. Mit der Liberalisierung stand zunächst der Wechsel von Gebietsmonopolen hin zu wettbewerblich organisierten Erzeuger- und Verbrauchermärkten an. Derzeit findet ein ganz ähnlicher Umbruch statt, der vom Übergang von konventioneller hin zu erneuerbarer Stromerzeugung gekennzeichnet ist. Aber sind die Paradigmen der einzelnen Phasen miteinander vereinbar und hat jede für sich noch immer ihre Daseinsberechtigung, oder ist hier eine Modifizierung notwendig? Das Strommarktdesign der Zukunft kann nicht auf einem leeren Blatt entworfen, sondern es müssen bestehende Strukturen berücksichtigt werden. Gleichzeitig ist die Frage zu beantworten, ob die Wahl zwischen regulatorischen oder marktbasierter Ansätzen sich auch anhand der mit ihnen möglichen Präzision der Steuerung unterscheidet.

Die Zeit vor der 1998 in Kraft gesetzten Liberalisierung war geprägt von einer Monopolstruktur der Stromversorgung. Stadtwerke und Regionalversorger waren sowohl für den Vertrieb an Endkunden als auch für den Betrieb der Verteilnetze in ihrem Versorgungsgebiet allein zuständig (vgl. zum Nachfolgenden [1]).

Auf Ebene der Erzeugung und der Übertragungsnetze waren nur wenige Großunternehmen tätig, die ebenfalls nicht in Konkurrenz zueinander standen. Im Kraftwerkspark galt die Devise „bigger is better“, da in der Stromerzeugung erhebliche positive Skaleneffekte (economies of scale) bestehen [2].

Der Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung erfolgte durch ein System der maximalen Auslastung großer, zentraler Kraftwerksblöcke, ergänzt durch nur zeitweise benötigte Mittel- und Spitzenlastkapazitäten. Es galt das Paradigma des Lastfolgebetriebs: Dabei wurde versucht, die schwankende Stromnachfrage zu glätten, damit die unflexiblen Großkraftwerke die Last möglichst einfach abfahren konnten. Anreize bestanden u. a. in Form von Leistungspreisen für Großverbraucher und Weiterverteiler. Auf Endkundenebene wurde u. a. die Installation von Nachtspeicherheizungen vorangetrieben.

Die Monopolstellung der Versorger machte eine staatliche Regulierung notwendig. So waren bspw. Investitionen genehmigungspflichtig, die Länder hatten die Aufsicht über die Strompreise. Besondere Ziele hinsichtlich der Erzeugungsstruktur wur-

Abbildung nur in Printausgabe verfügbar

Die Qualität eines Preissignals als Verhaltensanreiz hängt gerade für die Stromwirtschaft auch von seiner Prognostizierbarkeit ab
Foto: Sergey Nivens | Fotolia

den durch gezielte Regelungen verfolgt (u. a. Kohlepfennig, Atomgesetz und Mindestblockgrößen von Kraftwerken im sog. „300 MW-Erlass“).

Liberalisierung der Stromwirtschaft

Die Liberalisierung war u. a. die Folge eines umfassenden Paradigmen-Wechsels, angestoßen durch eine neoliberal beeinflusste Wirtschaftspolitik und vorangetrieben durch mehrere EU-Richtlinien (zum Nachfolgenden vgl. [3]). Mit der technologischen Innovation der Gasturbine wurde in den 1990er Jahren deutlich, dass auch Kraftwerke mit Blockgrößen unter 200 MW sehr

günstig erzeugen können; damit erschien Wettbewerb im Erzeugungssektor deutlich leichter vorstellbar.

Durch die Liberalisierung erhoffte man sich eine effizientere Organisation des Energiesystems und damit eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung [4]. Im Zentrum stand die Schaffung von Wettbewerb sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Vertriebsseite, um niedrigere Preise zu erreichen. Der Netzbereich wurde – aufgrund seiner Eigenschaft als natürliches Monopol – weiterhin durch die Bundesbehörden reguliert; jedoch sollten die Netzbetreiber unabhängig von Vertrieben und Erzeugern agieren, um neuen

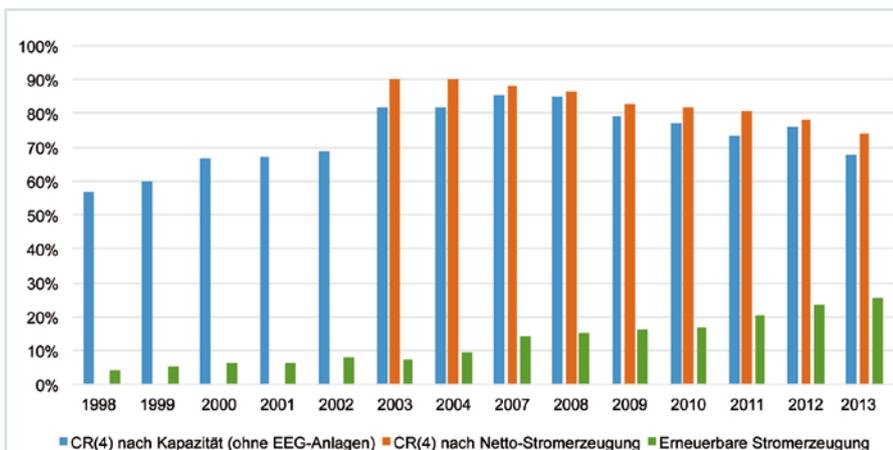


Abb. 1 Marktanteile der vier größten Marktteilnehmer an den installierten Kraftwerksleistungen 1998-2013 und an der Stromerzeugung 2003-2013 [9]

Drittanbietern einen diskriminierungsfreien Zugang zu ermöglichen.

Die wohl wichtigste, im Zuge der Liberalisierung geschaffene Neuerung im Strommarktdesign ist der Stromgroßhandel, in dem Erzeuger (Kraftwerke), Vertriebe und große Nachfrager auf der Basis eines kurzfristigen Grenzkostenkalküls handeln. Welcher Stromanbieter welchen Nachfrager beliefert und welche Kraftwerke hierfür eingesetzt werden sollen, ergibt sich seither weitgehend aus den Ergebnissen des Strom(groß)handels.

Das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch sollte sich somit auf Basis der Handlungsergebnisse entscheiden, flankiert durch staatliche Regelungen für konkrete Einzelfragen (Ausgleichs- und Regelleistung, Kaltreserve, Standardlastprofile etc.). Der zeitliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch veränderte sich nach diesem Strukturbruch nicht grundlegend gegenüber der Zeit vor der Liberalisierung des Strommarktes.

Die in Monopolzeiten gewachsenen Strukturen waren ebenfalls auch nach der Liberalisierung prägend. Die nach einigen Fusionen nur noch wenigen großen Erzeuger behielten weiterhin eine Vormachtstellung in der Stromproduktion; tatsächlich nahm die Marktkonzentration nach der Liberalisierung sogar zeitweise zu (vgl. Abb. 1). Die Erzeugung war weiterhin von großen, zentralen Bestandskraftwerken geprägt, deren Investitionen sich zu einem hohen Anteil bereits vor der Liberalisierung amortisiert hatten. Der

Verbrauchermarkt wurde angesichts außerordentlich niedriger Wechselraten der Haushaltskunden ebenfalls überwiegend von den angestammten Versorgern dominiert. Neue Vertriebe etablierten sich nur schrittweise.

Passend zum Grundgedanken der Liberalisierung wurden im Rahmen des Marktdesigns und der Regulierung nach und nach auf Instrumente gesetzt, die energiewirtschaftliche Ziele durch eher breit steuernde Anreize erreichen sollten (z. B. CO₂-Emissionshandel). Allerdings gab es daneben weitere, teils ebenfalls auf ökonomischen Anreizen basierende, aber sehr spezifisch steuernde Politikinstrumente, u. a. zur Förderung umweltfreundlicherer bzw. risikoärmerer Stromerzeugung. Hierzu zählen das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) sowie die Beschlüsse zum Ausstieg aus der Atomenergienutzung (Atomgesetz).

Zusammenfassend lässt sich somit sagen, dass es zwar zu einem fundamentalen Paradigmenwechsel in der Stromversorgung gekommen ist, zahlreiche alte Strukturen aber weiterhin wirkten und bis heute wirken. Zwar existiert seither ein Stromgroßhandel. Die Leitideen der Marktliberalisierung hätten jedoch nicht erwarten lassen, dass die politischen EE-, KWKG- und weitere Ziele mit je eigenen Politikinstrumenten verfolgt werden würden, zwischen denen durchaus Ineffizienzen entstehen können. Plausibler wäre hier eher ein allgemeiner Übergang zu breiter steuernden Ansätzen gewesen, allerdings mit dem Risiko, die Entwicklung

des Stromsystems weniger präzise lenken zu können.

Energiewende und Nachhaltigkeit

Ähnliches gilt, wenn man die 1991 mit dem Stromeinspeisegesetz eingeleitete Phase der Energiewende betrachtet, die inzwischen entscheidend den energiepolitischen Kurs bestimmt. Die konventionelle Erzeugung basiert noch immer auf Großkraftwerken, die im Wesentlichen von wenigen Unternehmen betrieben werden. Daneben besteht allerdings erstmals eine wachsende und inzwischen quantitativ relevante Konkurrenz, die sich aus vielen aus dezentralen (und zum Teil erneuerbaren) Quellen gespeisten Erzeugungsanlagen zusammensetzt. Die Vertriebslandschaft ist weiterhin von Stadtwerken und Regionalversorgern dominiert, die aber verstärkt einer Konkurrenz neuer Anbieter ausgesetzt sind (vgl. [5] zur aktuellen Vertragsstruktur und Lieferantenwechseln in der Stromwirtschaft).

Das mit der Liberalisierung geschaffene Marktdesign (Großhandelsmarkt, Entflechtung des regulierten Netzbetriebs von wettbewerblicher Erzeugung und Vertrieb) besteht fort und wurde einerseits mit neuen, ebenfalls wettbewerblich motivierten Instrumenten ergänzt (z. B. EE-Direktvermarktung). Nach einer vorübergehenden Revision wurde andererseits jedoch auch der Atomausstieg, der konkrete Regelungen für jedes Kraftwerk enthält, wiederum ordnungsrechtlich verankert.

Damit ist die Transformationsphase weg von konventioneller hin zu regenerativer Erzeugung jedoch noch nicht abgeschlossen. Weitere Anpassungen des Marktdesigns in enger Kopplung mit den technischen Regularien sind bereits absehbar, um den stabilen Betrieb des Systems bestehend aus einer großen Anzahl unabhängiger Akteure langfristig zu gewährleisten. So sind die Großhandelspreise aufgrund des CO₂-Zertifikate-Preisverfalls sowie infolge des EE-Ausbaus stark zurückgegangen [6].

Hinsichtlich der Refinanzierungsfähigkeit neuer Spitzenlastkapazität in liberalisierten Strommärkten bestehen ohnehin Zweifel [7]. Daher wird über geeignete Instru-

mente für die Bereitstellung der benötigten Reservekapazitäten zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung aus Wind und Sonne diskutiert, wobei sowohl regulatorisch feinsteuernde als auch durch markt-basierte Lösungen eher weniger spezifisch steuernde Instrumente vorgeschlagen werden. Außerdem wird der EEG-Mechanismus zur Finanzierung der Investitionen in regenerative Erzeugung derzeit schrittweise modifiziert (vgl. Tabelle).

Gestaltung des Übergangs zur Energiewende

Wie auch die bisherige Geschichte des Stromsektors zeigt, kann ein Paradigmenwechsel nicht auf dem Reißbrett neu entworfen werden. Vielmehr bildet das bestehende System den Ausgangspunkt, von dem aus Veränderungen aufbauend oder gegensteuernd voranzutreiben sind, um die gewünschten Ziele einer sicheren und klimaverträglichen Stromversorgung zu erreichen. Die geltenden Regelungen und Strukturen sind somit daraufhin zu überprüfen, ob sie weiterhin die richtigen Mittel zur Zielerreichung sind. Dies kann hier nicht umfassend erfolgen; es sollen jedoch Hinweise gegeben werden, die die Überlegungen illustrieren.

Aspekte des Marktdesigns der Energiewende

Wie vorhergehend gezeigt werden konnte, hatten die wesentlichen zu Monopolzeiten eingesetzten Politikinstrumente sehr feinsteuernenden Charakter. Exemplarisch sei hier der Erlass des Bundeswirtschaftsministeriums aus dem Jahre 1964 hervorgehoben, der für die Genehmigungsfähigkeit künftiger Kraftwerke eine Mindestleistung von 300 MW vorsah – eine Regel, die die kommunale Stromerzeugung in der Folge erheblich behinderte.

Die Vertreter der (Strommarkt-)Liberalisierung machten darauf aufmerksam, dass die Vielzahl derartiger Detailregelungen zu Effizienzverlusten führten und der Staat sich darauf beschränken sollte, einen weiten Rahmen abzustecken, innerhalb dessen die Unternehmen frei agieren können. Der Stromgroßhandel, aber auch der Emissionshandel – insbesondere in einer „dem Lehrbuch“ folgenden Institutionalisierungsform – können als für diesen neuen Stil typische Instrumente angesehen werden.

In der aktuellen Phase der Energiewende, in der die erneuerbare Stromerzeugung zur

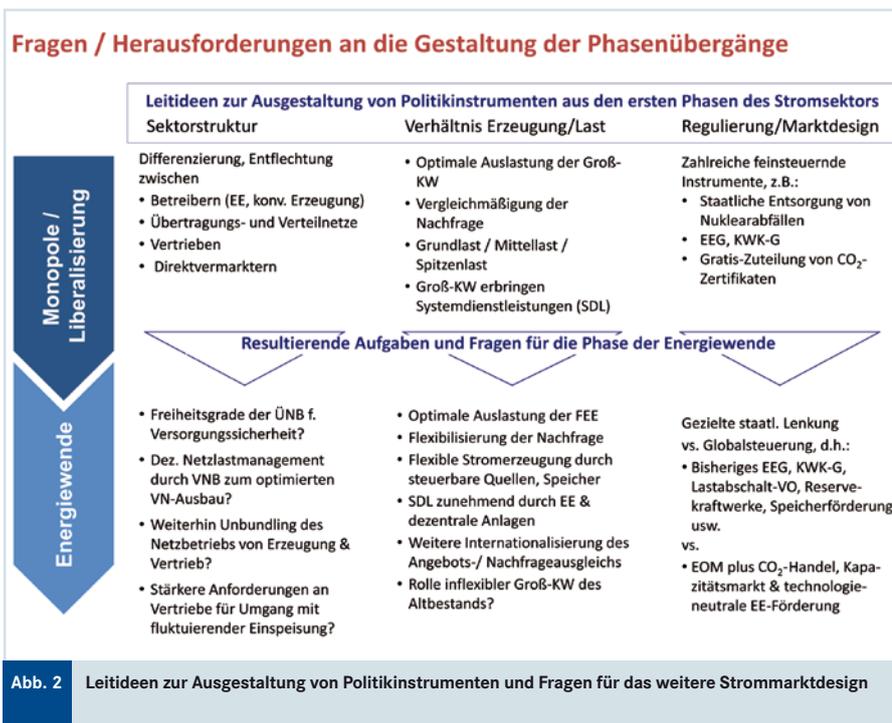
maßgeblichen Säule der Energieversorgung ausgebaut werden soll, stellt sich die Frage, mit welcher Art von Instrumenten dies am besten zu erreichen und effektiv zu steuern ist. Dabei stehen wiederum sowohl sehr gezielt wirkende als auch eher mit umfangreicheren Freiheitsgraden steuernde Instrumente zur Auswahl. Gegenwärtig werden beide Instrumententypen parallel genutzt, üblicherweise jedoch, ohne dass diese Auswahl bewusst getroffen wurde, da der Fokus auf den zu regulierenden Zweck gewöhnlich die Debatte dominiert.

Als aktuelles Beispiel eines außerordentlich fein steuernden Instruments sei auf die Lastabschaltverordnung hingewiesen. Doch auch die bisherige EE-Förderung oder die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung haben einen eher feinsteuernenden Charakter.

Im Falle der Absicherung der Versorgungssicherheit stellt sich die Frage nach der Präzision der zu wählenden Instrumente nun neu, denn mit den Modellen eines umfassenden oder dezentralen Kapazitätsmarktes liegen hier wieder Vorschläge vor, die das erwünschte Verhalten von Akteuren lediglich sehr indirekt adressieren und insofern

Tab.: Charakteristiken der Ordnungsparadigmen des deutschen Stromsystems

	Monopolphase vor 1998	Liberalisierungsphase 1998-2010	Energiewendephase seit 1991 dominierend seit ca. 2011
Sektorstruktur	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wenige, vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen in regionalen Monopolen (zuständig sowohl für die Erzeugung als auch für die Versorgungssicherheit) ■ Stadtwerke/Regionalversorger als Vertriebe 	<ul style="list-style-type: none"> ■ vertikal teilentflochtene EVU ■ wenige EVU als Erzeuger ■ zusätzlich Newcomer als Vertriebe 	<ul style="list-style-type: none"> ■ vertikal entflochtene EVU ■ wenige EVU als konventionelle Erzeuger ■ Konkurrenz durch viele dezentrale EE-Erzeuger ■ Vertriebe unverändert
Erzeugungstechnologie	<ul style="list-style-type: none"> ■ große, zentrale Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> ■ hoher Sockel an großen Bestandskraftwerken ■ neue Gasturbinen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ große Bestandskraftwerke, neue Gasturbinen und Steinkohlekraftwerke kaum rentabel ■ Wind onshore und PV zunächst additiv, dann verdrängend
Zusammenspiel Erzeugung/Last	<ul style="list-style-type: none"> ■ prinzipiell nationaler Ausgleich, Angebot folgt Nachfragerhythmus ■ gezielte Auslastung großer Kraftwerke durch Lastvergleichmäßigung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ i. W. unverändert ■ erste DSM-Beiträge zu Systemdienstleistungen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und Nachfrage ■ verstärkte Kopplung der Sektoren Strom-Wärme-Verkehr ■ Internationalisierung des Angebots- und Nachfrageausgleichs
Marktdesign	<ul style="list-style-type: none"> ■ Investitionen genehmigungspflichtig (eher hohe, stabile Renditen) ■ Strompreis-„aufsicht“ der Länder ■ energiewirtschaftliche Selbstregulierung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ (schwacher) Wettbewerb in Teilmärkten für konventionelle Erzeugung ■ grenzkostenbasierter Großhandel ■ Markt für Systemdienstleistungen ■ Vertrieb liberalisiert 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wettbewerb in: Erzeugung, Großhandel, EE-Direktvermarktung, Systemdienstleistungen, Vertrieb ■ z. T. bereits Wettbewerb in EE-Refinanzierung (PV-Ausschreibungen) ■ Diskussion: Kapazitätsmärkte vs. Strategische Reserve
Regulierung	<ul style="list-style-type: none"> ■ „300 MW-Erlass“, ■ Förderung für Steinkohle („Kohlepfennig“) ■ Atomenergie ■ ab 1991 Erneuerbare 	<ul style="list-style-type: none"> ■ (Kostenlose) CO₂-Zertifikate ■ Förderung für Erneuerbare ■ Förderung für Kraft-Wärme-Kopplung 	<ul style="list-style-type: none"> ■ EEG ■ KWK-G ■ Atomausstieg ■ evtl. Kapazitätsmarkt, evtl. Kohleausstieg



auch zu den weniger spezifisch steuernden Instrumenten gezählt werden können. Manche der alternativ diskutierten Varianten eines fokussierten Kapazitätsmarktes oder die strategische Reserve dagegen steuern das Verhalten der adressierten Akteure deutlich konkreter.

Bestandsaufnahme

Wie gezeigt werden konnte, gehen die verschiedenen Phasen der Stromwirtschaft mit unterschiedlichen Charakteristika und Leitideen bezüglich der Ausgestaltung von Politikinstrumenten einher (vgl. Abb. 2). Zwischen ihnen ergeben sich zum Teil Widersprüche, was die Frage eröffnet, inwiefern Paradigmen und Leitideen früherer Phasen mit den nun anstehenden Aufgaben vereinbar sind. Die vorläufigen Antworten hierauf fallen differenziert aus:

■ Für die Liberalisierung von Stromerzeugung und Vertrieb allgemein sind bisher keine Friktionen mit der Umstellung auf eine nachhaltige Stromwirtschaft erkennbar [8]. Möglicherweise sind allerdings Anpassungen beim Unbundling von Netzbetrieb und Erzeugung sinnvoll, um Netzbetreibern größere Freiheitsgrade bei der Unterstützung der Versorgungssicherheit zu ermöglichen. Zudem erscheint denkbar, die Vertriebe stär-

ker am Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus Wind und Sonne zu beteiligen.

■ Der mit der Liberalisierung eingeführte Stromgroßhandel hat sich als Instrument der Kraftwerkseinsatzplanung gut bewährt. Allerdings ist unklar, ob er zur Absicherung von Investitionsentscheidungen in zusätzliche Kapazitäten geeignet ist. Für den Zubau von EE-Kapazitäten ist er unter den bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen (vor allem fehlende bzw. unzureichende Internalisierung externer Kosten) nicht hinreichend.

■ Der Emissionshandel dagegen hat aufgrund der niedrigen Preise derzeit und auch mittelfristig absehbar nahezu keine Steuerungsfunktion.

Vorteile präziser Instrumente nutzen

Insbesondere die Schwäche des Emissionshandels deutet auf einen generellen Nachteil von Instrumenten hin, bei denen ein einzelnes Preissignal (hier der Preis für CO₂-Zertifikate) verschiedene erwünschte Verhaltensänderungen zahlreicher Akteure bewirken soll. Denn die Qualität eines Preissignals als Verhaltensanreiz hängt – gerade für die in der Stromwirtschaft langen Abschreibungszeiträume – auch von seiner Prognostizierbarkeit ab.

Wie die vergangenen Jahre jedoch zeigten, sind Preise insbesondere in dieser Phase der Systemtransformation eher schlecht prognostizierbar, da sich zahlreiche relevante Einflussfaktoren teils um Größenordnungen stärker bzw. schneller als erwartet verändern und Korrekturen insbesondere auf europäischer Ebene häufig langwierig und, wie im konkreten Fall des Emissionshandels, kaum mehrheitsfähig sind.

Daher sei vorläufig die Schlussfolgerung gezogen, dass auch in den kommenden ein bis zwei Dekaden eher feinsteuende Politikinstrumente noch eine erhebliche Rolle in der Energiewende spielen werden und auch sollten. Sicherlich mögen sie aus einer statischen Perspektive mitunter zu Effizienzverlusten führen, doch scheinen sie in der aktuellen Phase der Systemtransformation eine deutliche höhere Effektivität als andere Ansätze und merkbliche Vorteile hinsichtlich der dynamischen Effizienz aufzuweisen.

Anmerkungen

[1] Leprich, U.: Systemtransformation statt Systemintegration: Auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem, in: Schütz, D.; Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarkts. Bochum 2011, S. 12f.

[2] Thompson, H.G., Hovde, D.A., Irwing, L., Islam, M., Rose, K.: Economies of Scale and Vertical Integration in the Investor-Owned Electric Utility Industry. Report NRRI 96-05, The National Regulatory Research Institute – The Ohio State University, 1996. Vgl. auch: Iimi, A.: Economies of Scale in Power Generation, Transmission and Distribution: Integration or Unbundling? Working Paper of Japan Bank for International Cooperation (JBIC) Institute, Tokyo 2003.

[3] Eising, R.: Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der Europäischen Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland. Opladen 2000, S. 276ff. Vgl. auch Leprich, U.: Systemtransformation statt Systemintegration: Auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Stromsystem, in: Schütz, D., Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarkts. Bochum 2011, S. 14ff.

[4] EnWG 1998.

[5] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2014. Bonn 2014, S. 141ff.

[6] Kallabis, T., Pape, C., Weber, C.: A parsimonious fundamental model for wholesale electricity markets – Analysis of the plunge in German futures prices. Presentation at the Enerday Dresden, 17.4.2015.

[7] Weber, C.: Das Investitionsparadoxon in wettbewerblichen Strommärkten. In: „et“, 52. Jg. (2002), Heft

11, S. 756-759. Vgl. auch Stoft, S.: Power System Economics: Designing Markets for Electricity. New York 2002. Ebenso: de Vries, L.J., Hakvoort, R.J.: The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. INDES Working Papers, CEPS – Center for European Policy Studies, Brüssel 2004.

[8] Allerdings könnte es in Zukunft bei der Stromvermarktung von konventioneller Energie und fluktuierenden erneuerbaren Energien über die Spotmärkte zu Friktionen kommen.

[9] Zu 1998/9: Die Fusion von VEBA und VIAG erfolgte erst 2000, so dass für 1998 und 1999 der CR5-Wert angezeigt wird; zu 2013: neue Berechnungsmethode der BNetzA, Ergebnisse deshalb nur eingeschränkt vergleichbar. Quellen zur Abbildung nachfolgend aufgeführt: Matthes, F.-C., Grashof, K., Gores, S.: Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2005.

An Empirical Analysis. Öko Institut e. V., Berlin 2007; Pfeiffer, J.: Konzentration auf dem deutschen Strommarkt 1994-2004, IWE Working Paper Nr. 02 2005; BNetzA: Monitoringbericht 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 2013 und 2014, Bonn. Abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html, zuletzt geprüft am 6.7.2015; BMWi, AGEE: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin, Stand Februar 2014.

Dipl.-Pol. K. Grashof, Dipl.-Volksw. A. Zipp, Abteilung Energiemärkte, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) an der Hochschule für Technik und Wirtschaft

*(HTW), Saarbrücken/Berlin; Prof. Dr. S. Lechtenböhrer, Forschungsgruppenleiter, Forschungsgruppe 1: Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen, Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Wuppertal; H. Jachmann, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart; Dr.-Ing. B. Wille-Hausmann, Elektrische Verteilnetze und Betriebsmittel, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg; Dipl.-Wirtschaftsing. M. Reeg, Fachbereich Systemanalyse & Technikbewertung, Institut für Technische Thermodynamik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart
stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org*