Perspektiven der Energieversorgung
– Herausforderungen der Energiepolitik auf dem Weg zu einer regenerativen Vollversorgung –

Martin Faulstich, Karin Holm-Müller, Patrick Matschoss, Miriam Dross, Christian Hey, Sibyl Steuwer und Annette Volkens

1. Energiewende in der Krise? 79

2. Die Kostendebatte 79

3. Die Funktionsfähigkeit des Energiemarktes 81

4. Netzausbau und Wachstum der erneuerbaren Energien 83

5. Fazit 84

6. Literatur 84

Die Energieversorgung der Zukunft wird stärker strombasiert sein als heute. Zudem wird es zu einer stärkeren Verknüpfung verschiedener Nutzungsbereiche kommen. Dies gilt vor allem für die Bereiche Wärme und Verkehr, aber auch für die Grundstoffindustrie, die künftig auf Basis regenerativ erzeugten Stroms versorgt werden können. Die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen ist klimaneutral, effizienter einsetzbar und langfristig auch kostengünstiger als die bisherige Nutzung fossiler Rohstoffe. Aufgrund ihrer größeren Potenziale werden vor allem Windkraft und Photovoltaik die beiden wichtigsten Energieträger sein. Diese werden durch geringe Anteile von Wasserkraft und Biomasse ergänzt.

Verschiedene Studien zeigen, dass dieser Wandel bis zum Jahr 2050 technologisch möglich ist.[1] Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat dies mit seinem Gutachten *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung* belegt und hierzu verschiedene Szenarien erarbeitet. Dabei legt er eine Stromnachfrage in Deutschland von gut 500 TWh zugrunde und ergänzt diese um ein Szenario mit einer Nachfrage von 700 TWh für den Fall, dass die Stromeinsparbemühungen nicht erfolgreich sind und künftig der gesamte motorisierte Individualverkehr elektrifiziert sein wird. Besonders

[1] So Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013) [34] für den Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Henning, H.-M.; Palzer, A. (2012) [25], Nitsch et al. (2012) [44] für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Klaus et al. (2010) [30] für das Umweltbundesamt (UBA), Barzanty et al. (2009) [6] für Greenpeace sowie Kirchner und Matthes (2009) [29] den World Wide Fund For Nature (WWF). Gerbert et al. (2013) [24] haben für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) ein Szenario erarbeitet, das eine nahezu vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien darstellt.

hervorzuheben sind diejenigen Szenarien, die auf Verbundlösungen mit Dänemark und Norwegen oder auf eine europäische Integration setzen. In diesen Szenarien erzeugen alle Partner 100 % ihrer Stromnachfrage eigenständig aus erneuerbaren Energien, jedoch gibt es einen Stromaustausch in Höhe von maximal 15 % der Gesamterzeugung. Dieser trägt dazu bei, den volatilen Charakter der Erneuerbaren auszugleichen und vorhandene Pumpspeicherpotenziale in den europäischen Nachbarländern zu nutzen. Durch den Verbund können die Stromgestehungskosten reduziert, die überschüssig erzeugte Strommenge verringert und die ausländische Speicherkapazitäten genutzt werden [48].

Ein Vergleich der verschiedenen Studien zeigt, dass die Vollversorgung Deutschlands mit Strom auf Basis erneuerbarer Energien im Jahr 2050 technisch in einer Bandbreite der (angenommenen) Stromnachfrage von knapp 340 TWh (WWF) bis zu 700 TWh (SRU) möglich ist. Henning und Palzer belegen darüber hinaus gehend in einem integrierten Strom-Wärme-Szenario, das auch Anteile an Solarthermie beinhaltet, die mögliche Deckung einer Nachfrage von 1.130 TWh. Dabei gehen die Studien von einem unterschiedlichen Mix der verschiedenen Quellen erneuerbarer Energien aus, wenngleich Wind und Sonne die prägende Rolle innehaben. Deutlich wird, dass sich der künftige Mix der Erneuerbaren bei der Stromproduktion nicht prognostizieren lässt, vielmehr hängt er von künftigen technologischen Entwicklungen, politischen Rahmenbedingungen aber auch der Ausgestaltung und dem Charakter des Strommarktes ab.

Gleichwohl ist aber die zentrale Herausforderung einer zukünftigen Energieversorgung prognostizierbar: Wind und Sonne, als Kern der künftigen Energieversorgung, sind dargebotsabhängig. Es stellen sich damit die Herausforderungen Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Im Gegensatz zum heute dominierenden fossilen Kraftwerkspark wird sich das Angebot an Energie und vor allem Strom daher kaum situationsabhängig regeln und an die Nachfrage anpassen lassen. Der Lastausgleich muss durch andere Optionen erfolgen.

Vor allem der netzseitigen Verteilung erzeugter Energie zum Ausgleich regionaler Unterschiede und der Nachfragesteuerung kommt eine große Bedeutung zu. Mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien am Gesamtmix werden auch Speicher zur Sicherung der Systemstabilität und vor allem zum Ausgleich längerer meteorologisch bedingter Angebotsausfälle benötigt. Diese Veränderungen stellen nicht nur eine technische Herausforderung dar, sondern führen auch zu einem veränderten Marktgeschehen. Dabei geht der Grad der technischen Umsetzung Hand in Hand mit der Umgestaltung der Marktstruktur. Letztere muss über entsprechende Anreizmechanismen den Rahmen für einen effizienten Strukturwandel setzen, um die Refinanzierung von Investitionen zu gewährleisten.

Im Folgenden wird der aktuelle, vor allem kostenfokussierte, Diskurs über die Energiewende kritisch beleuchtet und der Blick auf die notwendige Reform des Energiemarktes gerichtet. Dabei steht der mit dem Ziel einer Vollversorgung mit erneuerbaren Energien notwendige Paradigmenwechsel von *Angebot folgt Nachfrage* hin zu *Nachfrage richtet sich soweit möglich am Angebot aus* im Mittelpunkt. Der Text basiert auf einem Beitrag, der in Ausgabe 5/2013 des Wirtschaftsdienst veröffentlicht wurde [20].

1. Energiewende in der Krise?

In der aktuellen öffentlichen und wissenschaftlichen Debatte entsteht der irreführende Eindruck, die Energiewende befinde sich in einer tiefen Krise. In mehr oder minder dramatischen Tönen wird eine grundlegende Reform des Fördersystems angemahnt. Das EEG begünstige eine marktferne *rundherum sorglos*-Mentalität und führe damit zu dramatischen Fehlentwicklungen, insbesondere zu einem Wettlauf der Bundesländer um möglichst hohe Ausbauraten. Das Gesamtenergiesystem sei durch die Geschwindigkeit des Wachstums der Erneuerbaren in seiner Anpassungsfähigkeit überfordert. Insbesondere müsse der Ausbau der erneuerbaren Energien stark gebremst werden, weil der Netzausbau nicht schnell genug erfolge. In letzter Konsequenz laufen viele Reformpläne auf eine deutliche Verlangsamung des Ausbautempos der erneuerbaren Energien hinaus. Überlagert wird diese Allokationsdebatte durch eine Verteilungsdebatte zwischen den Gewinnern und Verlierern um die Verteilung der Ausbaukosten der erneuerbaren Energien. Diese Debatten werfen die Frage auf, ob der Fahrplan der Energiewende noch zu halten ist.

Die aktuelle Situation kann allerdings auch als eine Übergangskrise der konventionellen Energien interpretiert werden. Es sind nicht die erneuerbaren Energien, die sich unzureichend in den Energiemarkt integrieren, sondern umgekehrt hat der alte fossil-nukleare Kraftwerkspark ein Problem, sich der neuen Aufgabe zu stellen, im Übergang als sehr flexible Residuallast zu funktionieren. In dieser Sichtweise muss sich die Energiepolitik insbesondere darauf konzentrieren, die Anpassungsfähigkeit des konventionellen Energiesystems substanziell zu erhöhen und vorhandene Überkapazitäten abzubauen, um damit im Markt überhaupt Raum für den Bedarf der erneuerbaren Energien zu schaffen. Der Reformbedarf ist dann gerade dort am größten, wo er am wenigsten thematisiert wird. Darauf hat der SRU bereits in seinem Sondergutachten zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung hingewiesen [48, S. 171 ff]. Erst wenn diese Barrieren des konventionellen Systems abgebaut werden, kann ernsthaft bestimmt werden, ob und wo der Energiemarkt noch ergänzt werden muss oder ob die Netzengpässe tatsächlich eine Drosselung des Ausbautempos der Erneuerbaren nahelegen.

Im Folgenden setzen wir uns daher zunächst mit drei wichtigen Thesen in der Debatte, den überzogenen Kosten, der drohenden Stromlücke und den überforderten Stromnetzen, auseinander und zeigen die aktuellen Handlungsprioritäten aus unserer Sicht auf.

2. Die Kostendebatte

In der aktuellen Kostendebatte wird vieles durcheinandergebracht. Zum einen wird der Strompreisanstieg der letzten Jahre einseitig mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erklärt. Zum anderen konzentriert sich die Debatte auf einen Indikator, der zur Ermittlung der tatsächlichen Förderkosten der erneuerbaren Energien ungeeignet ist.

Wie aktuelle Analysen zeigen, haben sich zwar die Haushaltspreise für Strom seit dem Jahre 2000 auf 28,5 ct/kWh mehr als verdoppelt [7]. Dieser Anstieg ist aber nur zu etwa 1/3 auf die erneuerbaren Energien zurückzuführen [52, 53, 37]. Neben Steuern

und Abgaben, die kontinuierlich angestiegen sind, sind es gerade die fossilen Energieträger, die den Hauptanteil des Kostenanstiegs der Vergangenheit verursacht haben. Von 2005 bis 2012 haben sich sowohl die Preise für Gas als auch für Steinkohle, die die Strompreisbildung prägen, ungefähr verdoppelt [53, 49]. Nach den optimistischen Prognosen der International Energy Agency (IEA) [28] wird sich der Preisanstieg für fossile Energieträger in den nächsten Jahrzehnten, trotz der oftmals angeführten sogenannten *Schiefergasrevolution* in den USA, weiter fortsetzen. Die kritischen Analysen der Energy Watch Group [56, 24] legen sogar einen weit stärkeren Preisanstieg für alle fossilen Energieträger nahe. Auffällig ist, dass der Kostenanstieg für die privaten Haushalte dort am stärksten war, wo es keinen so signifikanten Ausbau der erneuerbaren Energien gab – im Wärme und Mobilitätsbereich [42].

In der Debatte um die Kosten der Energiewende wird zumeist die Höhe der EEG-Umlage angeführt. Diese ist in der Tat im Jahre 2013 von 3,59 auf 5,3 ct/kWh gestiegen und könnte in den nächsten Jahren auf über 7 ct/kWh steigen [24, S. 18]. Im Trend wird ein weiterer Anstieg der Haushaltsstrompreise um 35 % bis 2020 befürchtet [24, S. 18]. In anderen Untersuchungen wird eher eine Stabilisierung der EEG-Umlage erwartet [40]. In der Vergangenheit war ein Kostenanstieg der durchschnittlichen Vergütung für erneuerbare Energien von 9,29 ct/kWh im Jahre 2004 auf 17,94 ct/kWh 2011 zu beobachten [11, S. 45]. Eine der Ursachen des Kostenanstiegs liegt in dem ungeplant starken Ausbau der Photovoltaik in der Größenordnung von über 20 GW zwischen 2009 und 2012 [10, S. 13]. Die Folge war, dass über die Hälfte der EEG-Förderung für ¼ der erzeugten Strommenge ausgegeben wurde [41]. In Zukunft ist aber ein Abflachen der Photovoltaik-Kosten wegen der erheblichen Kostendegression und der Beendigung der Förderung jenseits einer Kapazität von 52 GW zu erwarten [36, S. 50].

Insgesamt ist aber die EEG-Umlage aus verschiedenen Gründen ein ungeeigneter Indikator für die Bestimmung der Kosten, weil in ihre Berechnung zahlreiche andere Faktoren miteinfließen, so insbesondere:

- Die Quersubventionierung der von der Umlage befreiten Industrie durch die Privathaushalte,
- der Merit Order-Effekt (Einsatzreihenfolge der Kraftwerke), der zu einer Erhöhung der Umlage führt, wenn sich der Strombörsenpreis als Folge der Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien und der aktuellen Kraftwerksüberkapazitäten vermindert,
- eine unzureichende Internalisierung der externen Kosten der fossil-nuklearen Stromversorgung, die ebenfalls den Börsenpreis senkt. Dies gilt vor allem für den sehr niedrigen Preis für CO_2-Zertifikate, der eine signifikante Wirkung auf die Höhe der EEG-Umlage hat,
- Rückstellungen und zeitliche Ausgleichsmaßnahmen für Kostenüberziehungen in vergangenen Jahren, die die Umlage für 2013 außerordentlich ansteigen ließen.

Die systemischen Kosten der Förderung erneuerbarer Energien wären nach verschiedenen Schätzungen deutlich niedriger, wenn sie um diese Verzerrungen, die mit den tatsächlichen Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien nichts zu tun haben, korrigiert würden [41, 37, 33, 53, 26]. Andere Indikatoren legen eher eine Entspannung

der Debatte nahe. So kommt der Monitoring-Bericht für die Bundesregierung insgesamt zu dem Ergebnis, dass der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt sich noch am oberen Rand des historischen Korridors der Schwankungen zwischen 2,6 % (1991) und 1,7 % (2000) befindet [36, S. 101]. Der Anteil der Elektrizitätskosten an den Konsumausgaben ist entsprechend seit 1986 nicht gestiegen [42].

Nicht sachgerecht sind auch Kostenabschätzungen für die Zukunft, die den gesamten Investitionsbedarf für die erneuerbaren Energien kumulieren, ohne eine systemische Gesamtkostenbetrachtung vorzunehmen [1, S. 15 f]. Seriöser sind Differenzkostenabschätzungen, die sowohl Investitions- als auch laufende Kosten betrachten und ein Ausbauszenario für Erneuerbare mit einem fossilen Referenzszenario vergleichen. Die für das BMU erstellte sogenannte Leitstudie verwendet seit Jahren eine solche Differenzkostenabschätzung, allerdings nur für den Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Betrachtung der Netzkosten. Dieser zufolge liegen die kumulierten Differenzkosten für den in den Energiewendebeschlüssen vorgesehen Ausbau der erneuerbaren Energien zwischen 2011 und 2030 bei 137 Mrd. Euro. In der darauf folgenden Dekade wird dieser Betrag vollständig dadurch kompensiert, dass die Stromversorgung auf der Basis erneuerbarer Energien wegen der geringeren laufenden Kosten günstiger wird als ein konventionelles System [44, S. 227 ff]. Bei Berücksichtigung externer Kosten der Stromerzeugung auf der Basis fossiler Ressourcen wären die kumulierten Differenzkosten bereits im Jahre 2030 negativ. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt auch die Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) für den Bundesverband der Deutschen Industrie. Das EWI schätzt, dass man mit einem Verzicht auf Wind- und Photovoltaik-Zubau zwischen 2013 und 2022 nur 58 Mrd. Euro Systemkosten einsparen könnte, bei kumulierten Gesamtkosten von über 556 Mrd. Euro [9, S. 8]. Boston Consult kalkuliert mit einem Gesamtinvestitionsbedarf von 372 Mrd. Euro von 2011 bis 2030 für den Ausbau der erneuerbaren Energien nach den Szenarien für den Bundesnetzplan. In einem fossilen Alternativszenario wären aber etwa 150 Mrd. Euro an Investitionen erforderlich [24, S. 37]. Bei einem solchen Investitionskostenvergleich muss aber beachtet werden, das im fossilen Szenario laufende Brennstoff- und CO_2-Kosten anfallen, die bei Sonne und Wind nicht entstehen. Dabei identifizieren beide Studien erhebliche Effizienzpotenziale ohne die Ausbauziele zu gefährden. Insgesamt liegt der erwartbare vorübergehende Kosten- und Preiseinstieg des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien aber weit unter den Entwicklungen der vergangenen Dekade und kann daher als volkswirtschaftlich und sozial verkraftbar charakterisiert werden.

3. Die Funktionsfähigkeit des Energiemarktes

Gerade beim Einsatz wetterabhängig stark schwankender erneuerbarer Energien ist die Verfügbarkeit von regelbarer Leistung mittels fossiler Kraftwerke, durch regelbare erneuerbare Energien (z.B. Biogas) und später durch Speicher bzw. die Flexibilisierung der Nachfrage durch abschaltbare Lasten von zentraler Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Auch bei plötzlichen hohen Einspeisungen ist ein schnelles Herunterfahren steuerbarer Kapazitäten und später sogar ein Aufnehmen von Überschussstrom notwendig. Flexibilität wird somit zum zentralen Kriterium für die Weiterentwicklung der steuerbaren Kapazitäten (Kraftwerke, abschaltbare Lasten, Speicher) und den Strukturwandel des Energiesystems generell [22, 4, 27 (8.5.2013)].

Allerdings ist die Struktur des bestehenden Kraftwerksparks für die Erfordernisse der Energiewende ungeeignet, da sie noch durch hohe inflexible und emissionsintensive Kohlekapazitäten und einige Atomkraftwerke geprägt ist, die 2012 zusammen noch rund ein Drittel der Kapazität und rund 60 % der Bruttostromerzeugung ausmachten [13, 2]. Aufgrund ihrer niedrigen variablen Kosten (für Brennstoffe und Emissionszertifikate) werden diese zuerst eingesetzt (Merit Order) und erleben einen Boom, während Gaskraftwerke von Stilllegungen bedroht sind – was unter anderen auch dem sehr niedrigen Preis für Emissionshandelsrechte geschuldet ist [21]. Im Strommengenmarkt (Energy-only-Markt) besteht somit die Herausforderung, die Finanzierungssituation flexibler Kapazitäten sowohl im Bestand zu verbessern als auch Anreize für neue flexible Kapazitäten (Kraftwerke, abschaltbare Lasten, Speicher etc.) unter Berücksichtigung weiterer Rahmenbedingungen – wie der Klimaschutzziele – zu setzen, womit zunächst vor allem der vermehrte Einsatz vorhandener und die Schaffung neuer Gaskraftwerkskapazitäten einhergeht.

Aktuell findet eine Grundsatzdebatte darüber statt, ob der Energy-only-Markt überhaupt in der Lage ist, ausreichende Beiträge zur Kostendeckung zu erwirtschaften oder durch weitere sogenannte Kapazitätsmechanismen ergänzt werden muss [16, 15, 35, 38, 43, 50, 4]. Diese ausdifferenzierte Debatte kann an dieser Stelle nicht nachgezeichnet werden. Wichtig ist aber das Grundsatzargument, dass vor dem Einsatz neuer Fördermechanismen für neue konventionelle Erzeugungskapazitäten, eine entschiedene Politik der Gesamtflexibilisierung des Energiesystems erfolgen muss, die die konventionelle Erzeugung, den Handel und die Nachfrage erfassen muss [12, 34].

Die zentrale Säule einer solchen Gesamtflexibisierung sollte die Wiederherstellung einer konsequenten CO_2-Bepreisung sein, die die emissionsintensivere und weniger flexible Kohleverstromung stärker belastet als Gas. Durch eine hinreichend hohe CO_2-Bepreisung könnte sich die Einsatzreihenfolge von Kohle und Gas ändern und dadurch die Einsatzhäufigkeit von Gas erhöht und dessen Kostendeckungssituation verbessert werden.

Weitere wichtige Gestaltungsoptionen zur Systemflexibilisierung sind:

- Marktflexibilisierung durch Kurzfristorientierung (Verkürzung der Zeitspanne zwischen Börsenschluss und Lieferzeitpunkt, liquider untertägiger Handel sowie Handel in kleineren Tranchen am Regelenergiemarkt) fördert die Anpassung der Nachfrage an die Möglichkeiten von Windenergie und Photovoltaik.
- Lastverschiebung: erleichtert die Anpassung an Windenergie und Photovoltaik und ersetzt tendenziell zusätzliche Kraftwerkskapazitäten. Längerfristig können der Wärmesektor (power-to-heat) sowie die Methanisierung (power-to-gas) hinzukommen [18, 4, 12, 34].
- Zusätzlich zur Integration des Wärmesektors erhöht eine stärkere Verknüpfung mit den Bereichen Verkehr und Grundstoffindustrie die Ausgleichsmöglichkeiten.
- Netzausbau (national und europäisch): führt zu teilweisem Ausgleich regional unterschiedlicher Angebotsprofile von Windenergie und Photovoltaik sowie unterschiedlicher Nachfrage (national unterschiedliche Lastprofile); erweitert Zugriff auf Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke, abschaltbare Lasten, Speicher etc.).
- Absenkung der Mindestleistung von Kraftwerken (*must-run*-Leistung).

Einige der dargestellten Maßnahmen zur Marktflexibilisierung und zur Lastverschiebung wären vergleichsweise schnell umsetzbar.

4. Netzausbau und Wachstum der erneuerbaren Energien

Skeptiker eines schnellen Wachstums der erneuerbaren Energien führen an, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien gebremst werden müsse, weil der Netzausbau nicht schnell genug erfolge. Die vielerorts verzögerte Netzentwicklung führe in zunehmendem Maße zu Netzengpässen, erneuerbare Kapazitäten müssten deshalb zunehmend abgeregelt werden. Dabei wird kritisiert, dass die Betreiber dafür aufgrund des EEG eine Entschädigung in Höhe der entgangenen Einspeisevergütungen erhalten [55, S. 5; 8, S. 15; 51, S. 12]. Damit werde für Strom gezahlt, der nicht produziert werde und das CO_2-Vermeidungspotenzial der Anlagen durch das Herunterregeln ungenutzt gelassen. Diesen Missstand gelte es zu beheben, indem der Ausbau der erneuerbaren Energien nur im dem Maße erfolge, in dem die Stromnetze ausgebaut würden. Das Tempo des Netzausbaus solle somit den Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmen [17].

Diese Argumentation unterstellt, dass die zu erwartenden Probleme eines schnellen Ausbaus der erneuerbaren Energien im Falle eines verzögerten Netzausbaus unüberwindbar seien. Dies ist allerdings dann nicht der Fall, wenn Netzüberlastungen z.B. wie bisher schon durch geringfügige Abregelungen vermieden werden. Im Hinblick auf die gegenwärtige Situation wird darauf hingewiesen, dass entgegen der oben angeführten Darstellung die Anpassungsmaßnahmen wegen Netzengpässen von 2007 bis 2010 vernachlässigbar waren und auch im Winter 2010/2011 dank vorausschauender Planung die Netzsituation beherrschbar war [47]. Eine Studie für die Agora Energiewende zeigt zudem, dass Verzögerungen beim Netzausbau verkraftbar sind und nicht einmal große Auswirkungen auf die Kosten des Stromsystems haben werden. Den Ergebnissen der Studie zufolge führt ein verzögerter Netzausbau zwar zu höheren Abregelungen und damit auch Kosten, diese werden aber durch vermiedene Investitionskosten in Netze bis 2023 in etwa aufgewogen.

Die in der Studie angenommene Umsetzung der Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) Projekte bis 2023 in Kombination mit dem auf ganz Deutschland verteilten Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen reichen aus, um größere Mengen an Abregelung zu vermeiden, während demgegenüber geringere Kosten für den Netzausbau anfallen [5].

Zudem wird von manchen Kritikern in Frage gestellt, ob die Netzausbauvorhaben, die in dem kurz vor der offiziellen Verabschiedung stehenden Bundesbedarfsplan vorgesehen sind, alle in vollem Umfang für die Energiewende erforderlich sind. Befürchtet wird vielmehr, dass ein überdimensioniertes Netz geplant wird, dem Annahmen zugrundeliegen, die hinsichtlich der Entwicklung des Kraftwerksparks sogar von dem Neubau von Braunkohlekraftwerken ausgehen. Mögliche technische Alternativen wie Engpassmanagement, Variationen in der Höchstlast, Abregelungen von Erneuerbaren seien nicht einbezogen worden, der Netzausbaubedarf erscheine mithin größer als er sei [14].

Insgesamt gibt es also noch Flexibilitäts- und Anpassungsreserven der bestehenden Infrastrukturen – die Verzögerung des zweifelsohne notwendigen Netzausbaus eignet sich nicht dazu, eine Verlangsamung des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu rechtfertigen.

5. Fazit

Die Energiewende befindet sich zurzeit in einer kritischen Übergangsphase. Der Abbau unflexibler fossil-nuklearer Überkapazitäten hält nicht mit dem Wachstum der erneuerbaren Energien Schritt. Der resultierende Preisverfall auf dem Strommarkt gefährdet die Rentabilität von flexiblen Kraftwerken. Paradoxerweise erhöht er die fälschlicherweise als Indikator für die Kosten der Energiewende herangezogene Umlage für die Förderung der erneuerbaren Energien. Zudem tragen unflexible Überkapazitäten zur Netzüberlastung bei. Vorschläge zur Verlangsamung des Ausbaus der erneuerbaren Energien führen damit am eigentlichen Problem vorbei.

Der Fahrplan für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist dann zu halten, wenn die Politik vor allem an diesem Problem ansetzt und nicht nur auf eine Reform des EEG fokussiert. Es besteht zwar durchaus auch Reformbedarf im EEG, um im Portfolio der erneuerbaren Energien die kostengünstigeren Leistungsträger zu stärken. Es ergibt sich aber kein grundsätzlicher kurzfristiger Revisionsbedarf der Förderung der erneuerbaren Energien. Priorität sollte weiterhin der Netzausbau genießen.

Insgesamt muss die Flexibilisierung des noch dominanten fossil-nuklearen Energiesystems in den Mittelpunkt der Diskussion gerückt werden. Oberste Priorität sollte hierbei ein angemessener CO_2-Preis erhalten. Dies würde die Wettbewerbsfähigkeit CO_2-armer und flexibler Gaskraftwerke gegenüber der Kohleverstromung stärken. Kurzfristige Flexibilisierungspotenziale bestehen auch auf der Nachfrageseite, insbesondere durch Maßnahmen zur Lastverschiebung oder durch ein kurzfristigeres Marktgeschehen.

Der eigentliche Konflikt betrifft nicht die genaue Instrumentenwahl, sondern die viel weitergehende Frage eines Strukturwandels hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung. Dieser Strukturwandel muss auch den Ausstieg aus der nuklear-fossilen Energieerzeugung beinhalten. Konkret: Eine Energiewende, die den Energieträger Kohle verschont, wird scheitern müssen. Der SRU wird die hier vorgestellten Ideen in einer Stellungnahme zum Marktdesign für erneuerbare Energien im Herbst 2013 weiter konkretisieren.

6. Literatur

[1] Acatech: Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft. Acatech Position München: Acatech (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften), 2012

[2] AG Energiebilanzen: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern von 1990 bis 2012 nach Energieträgern. Stand: 14. Februar 2013

[3] Agora Energiewende: 12 Thesen zur Energiewende. November 2012

[4] Agora Energiewende: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? März 2013

[5] Agora Energiewende, Consentec, Fraunhofer IWES: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie der Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES, 2013

[6] Barzantny, K.; Achner, S.; Vomberg, S.: Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland. Berlin, 2009. http://www.greenpeace-82 energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Plan_B_Langfassung.pdf Download 27.11.2012

[7] Bundesverband der Deutschen Energiewirtschaft (BDEW), Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Berlin 2013

[8] BDI: Energiewende auf Kurs bringen, Handlungsempfehlungen an die Politik für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, Berlin, www.bdi.eu, 2013

[9] Bertsch, J.; Bettzüge, M.; Growitsch, C.; Hecking, H.; Lorenczik, S.; Liebenau, V.; Rehtanz, C.; Schwippe, J.; Seack, A.: Trendstudie Strom 2022. Belastungstest für die Energiewende. Köln: EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), ie (Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft). 2013

[10] BMU (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Grafiken und Tabellen. Berlin: BMU, 2013

[11] BMU (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung Berlin: BMU, 2012

[12] BMU: Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Stand 15.10.2012

[13] Bundesnetzagentur: Kraftwerksliste Bundesnetzagentur. Stand: 27.03.2013

[14] Calliess, C.; Dross, M.: Neue Netze braucht das Land: Zur Neukonzeption von Energiewirtschaftsgesetz und Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), Juristen Zeitung 2012, S. 1002-1011

[15] consentec: Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW. 21.09.2012, consentec GmbH, Aachen, 2012

[16] Cramton, P.; Ockenfels, A.: Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61 Jg. (2011), Heft 9, S. 14-5

[17] Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA): Trendstudie Strom 2022. Metastudienanalyse und Handlungsempfehlungen, im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie, Berlin 2013, S. 76

[18] Egner, S.; Krätschmer, W.; Faulstich, M.: Perspektiven der Energiewende. In: Lorber, K. E. et al. (Hrsg.): Depotech 2012. Montanuniversität Leoben/Österreich, S. 49-56

[19] Europäische Kommission: The state of the European carbon market in 2012. Report from the Commission to the European Parliament and the Council. CO(2012) 652 final from 14.11.2012. Brussels: European Commission

[20] Faulstich, M.; Holm-Müller, K.: Ist der Fahrplan für die Energiewende noch zu halten? Wirtschaftsdienst Heft 5/2013, S. 293-298

[21] Flauger, J.: Energiewende absurd, Handelsblatt v. 30.11.2012, S. 24

[22] Gottstein, M.; Skillings, S.: Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement. S. 15-26. In: Agora Energiewende 2013

[23] Graichen, P.: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit. S. 5-13. In: Agora Energiewende 2013: Handelsblatt 30.11.12: Energiewende absurd. S. 24

[24] Gerbert, P.; Herhold, P.; Heuskel, D.; Klose, F.: Trendstudie 2030+. Kompetenzinitiative Energie des BDI. Berlin: The Boston Consulting Group, 2013

[25] Henning, H.-M.; Palzer, A.: 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2012

[26] Hermann, H.; Matthes, F. C.; Emele, L.; Jung, F.: Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energiemrkten und Indutriepolitik der Energiewende-Kosten-Index. Kurzstudie. Berlin: Öko-Institut, 2012

[27] Hogan, M.; Gottstein, M.: What Lies *Beyond Capacity Markets*?, The regulatory assistance project, www.raponline.org, 2012

[28] IEA (International Energy Agency): World Energy Outlook 2012. Paris: IEA, 2012

[29] Kirchner, A.; Matthes, F. C.: Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Berlin 2009. http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf, Download 24.06.2012, 2009

[30] Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K.: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2010

[31] Kranner, K.; Sharma, S.: Das europäische Strommarktdesign der Zukunft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, Heft 1/2, 2013, S. 62-5

[32] Kopp, O.; Eßer-Frey, A.; Engelhorn, T.: Können sich Erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2012

[33] Küchler, S.; Meyer, B.: Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Langfassung. überarb. und akt. Aufl. Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Studien 9/12, 2012

[34] Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, 2013

[35] Leprich, U.; Hauser, E.; Grashof, K.; Grote, L.; Luxenburger, M.; Sabathier, M.; Zipp, A.: Kompassstudie Marktdesign. IZES gGmbH, Saarbrücken, 2012

[36] Löschel, A.; Erdmann, G.; Staiß, F.; Ziesing, H.-J.: Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011 der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess *Energie der Zukunft*. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess *Energie der Zukunft*, 2012

[37] Loreck, C.; Matthes, F. C.; Hermann, H.; Jung, F.; Emele, L.: Kurzanalyse des Anstiegs der EEG-Umlage 2013. Berlin: Öko-Institut, 2012

[38] Matthes, F.; Schlemmermeier, B.; Diermann, C.; Hermann, H.; Hammerstein, C. v.: Fokkussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Öko-Institut, LBD-Beratungsgesellschaft, Raue LLP. Berlin, 08.10.2012

[39] Mitchell, C.; Sawin, J. L.; Pokharel, G. R.; Kammen, D.; Wang, Z.; Fifi ta, S.; Jaccard, M.; Langniss, O.; Lucas, H.; Nadai, A.; Trujillo Blanco, R.; Usher, E.; Verbruggen, A.; Wüstenhagen, W.; Yamaguchi, K.: Policy, Financing and Implementation. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011

[40] Nagl, S.; Paulus, S.; Lindenberger, D.: Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stormerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018 – Im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft. Köln: EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universtität zu Köln), 2012

[41] Nestle, U.; Reuster, L.: Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse. Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft. Studien 11/12, 2012

[42] Neuhoff, K.; Bach, S.; Diekmann, J.; Beznoska, M.; El-Laboudy, T.: Steigende EEG-Umlage: Unerwünsche Verteilungseffekte können vermindert werden. DIW Wochenbericht 41, 2012, S. 3-12

[43] Nicolosi, M.: Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht. Beauftragt durch BDEW. Ecofys, Berlin. 14.09.2012

[44] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Luca de Tena, D.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K. D.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. I.; Wenzel, B. I.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global Stuttgart: DLR,Fraunhofer IWES, IFNE, 2012

[45] Ragwitz, M.; Steinhilber, S.; Breitschopf, B.; Resch, G.; Panzer, C.; Ortner, A.; Busch, S.; Rathmann, M.; Klessmann, C.; Nabe, C.; de Lovinfosse, I.; Neuhoff, K.; Boyd, R.; Junginger, M.; Hoefnagels, R.; Cusumano, N.; Lorenzoni, A.; Burgers, J.; Boots, M.; Konstantinaviciute, I.; Weöres, B.: RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market. RE-Shaping D23 Final Report. Karlsruhe, February 2012

[46] Rathmann, M.; de Jager, D.; de Lovinfosse, I.; Breitschopf, B.; Burgers, J.; Weöres, B.: Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost. RE-Shaping D16 Report. November 2011

[47] Schröder, A.; Gerbaulet, C.; Oei, p.-Y.; von Hirschhausen C.: In Ruhe Planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf dem Prüfstand, DIW Wochenbericht 20.2012, S. 3

[48] SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt, 2011

[49] Statistisches Bundesamt: Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2000 bis Februar 2013. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2013

[50] Tietjen, O.: Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt, Germanwatch, Bonn 2012

[51] Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin, 2013, Kurzfassung, http://www.vku.de

[52] Weber, M.; Hey, C.: Energiewende: Kosten wirklich zu hoch? Wirtschaftsdienst 92 (6), 2012, S. 360

[53] Weber, M.; Hey, C.; Faulstich, M. E.: Energiewende – A Pricey Challenge. CESifo DICE Report 10(3), 2012, S. 1-8

[54] Winkler, J.; Altmann, M.: Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft 36, 2012, S. 77-92

[55] Wirtschaftsrat der CDU, Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien, Berlin, 2013, www.wirtschaftsrat.de (8.5.2013)

[56] Zittel, W.; Zerhusen, J.; Zerta, M.; Arnold, N.: Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation. Neuss, Ottobrunn: Energy Watch Group, Ludwig Boelkow Stiftung, Reiner-Lemoine-Stiftung, 2013

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien, Band 1

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky
ISBN:	978-3-935317-44-3
Erscheinung:	2009
Gebundene Ausgabe:	329 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	30.00 EUR

Erneuerbare Energien, Band 2

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky Michael Beckmann
ISBN:	978-3-935317-43-6
Erscheinung:	2009
Gebundene Ausgabe:	713 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	40.00 EUR

Erneuerbare Energien, Band 3

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky
ISBN:	978-3-935317-54-2
Erscheinung:	2010
Gebundene Ausgabe:	366 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	40.00 EUR

Erneuerbare Energien, Band 4

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky Michael Beckmann
ISBN:	978-3-935317-55-9
Erscheinung:	2010
Gebundene Ausgabe:	393 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	40.00 EUR

Erneuerbare Energien, Band 5

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky
ISBN:	978-3-935317-64-1
Erscheinung:	2011
Gebundene Ausgabe:	353 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	40.00 EUR

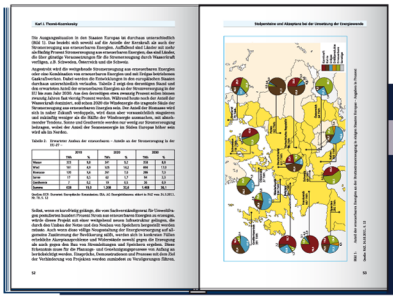
Erneuerbare Energien, Band 6

Herausgeber:	Karl J. Thomé-Kozmiensky Michael Beckmann
ISBN:	978-3-935317-65-8
Erscheinung:	2011
Gebundene Ausgabe:	417 Seiten mit farbigen Abbildungen
Preis:	40.00 EUR

115.00 EUR
statt 230.00 EUR

Paketpreis

Erneuerbare Energien, Band 1 • Erneuerbare Energien, Band 2 • Erneuerbare Energien, Band 3
Erneuerbare Energien, Band 4 • Erneuerbare Energien, Band 5 • Erneuerbare Energien, Band 6



Bestellungen unter www.vivis.de
oder

Dorfstraße 51
D-16816 Nietwerder-Neuruppin
Tel. +49.3391-45.45-0 • Fax +49.3391-45.45-10
E-Mail: tkverlag@vivis.de

vivis
TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky