

Energie 2013:

Wettbewerb in Zeiten der Energiewende

65. Sondergutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

Kurzfassung mit Handlungsempfehlungen

Sperrfrist: Frei ab 5. September 2013, 11.00 Uhr

Kurzfassung

1.* Der Wettbewerb auf den Energiemärkten ist in Zeiten der Energiewende erheblich in Bedrängnis geraten. Problematisch erscheinen für die Wettbewerbsentwicklung vor allem Bereiche, die im Zuge der Energiewende und der massiven Förderung der erneuerbaren Energien geschaffen und ausgebaut wurden. Zukünftig sollte die Energiepolitik stärker auf Wettbewerb, den Preismechanismus und marktliche Anreize setzen.

Bundesenergieministerium

2.* Die Monopolkommission hält die Einrichtung eines Bundesenergieministeriums insgesamt nicht für vorteilhaft. Neben einigen Vorteilen wie der Bündelung von Expertise und Kompetenzen sind vor allem gravierende Nachteile zu befürchten. So dürfte die Übertragung der Zuständigkeit für die Energiewende auf ein neu geschaffenes Ministerium Zielkonflikte verschleiern, da diese dann nicht mehr öffentlich zwischen den Ministerien, sondern vielmehr innerhalb des neu geschaffenen Ministeriums ausgetragen würde. Dies würde die Intransparenz verstärken. Ferner droht das Problem der sog. Regulatory Capture, d.h. die schleichende Vereinnahmung durch die Energiewirtschaft selbst. Schließlich vermag auch die Schaffung eines eigenen Energieministeriums die gravierenden konzeptionellen Mängel der Umsetzung der Energiewende nicht zu lösen.

Rabatte für stromintensive Unternehmen

3.* In der aktuellen Debatte um die Kosten der Energiewende steht auch die (teilweise) Befreiung stromintensiver Unternehmen von verschiedenen Entgelten im Fokus. Im Kern geht es dabei um Ausnahmen, die bestimmte Unternehmen genießen, indem sie von den Netzentgelten, von der EEG-Umlage oder von der Stromsteuer befreit werden bzw. nur einen reduzierten Beitrag entrichten müssen. Vor dem Hintergrund der laufenden Debatte um die Kosten der Energiewende ist zunächst darauf hinzuweisen, dass die Ausnahmeregelungen bei Netzentgelten und bei der EEG-Umlage keine unmittelbare Wirkung auf die effiziente Ausgestaltung der Energiewende und die Höhe der mit ihr verbundenen Kosten entfalten. Die Monopolkommission bedauert, dass die Debatte um die Ausnahmeregelungen derzeit oftmals dazu genutzt wird, den Gedanken einer Senkung der Kosten der Energiewende durch die Frage der Verteilung dieser Kosten zu überlagern. Gleichwohl scheint eine sachliche Überprüfung einzelner Ausnahmeregelungen durchaus erforderlich. Im Hinblick auf die Rabatte bei der EEG-Umlage sollte z.B. die Rabattstaffelung auf ihre wettbewerbsneutrale Ausgestaltung hin geprüft werden. Bei den Ausnahmen im Bereich der Netzentgelte ist vor allem darauf zu achten, dass diese beihilferechtskonform ausgestaltet sind.

Zoll auf chinesische Solaranlagen

4.* Die Monopolkommission spricht sich gegen den Einfuhrzoll und gegen den Mindestpreis einschließlich einer Einfuhrbeschränkung bei Importen von Solaranlagen aus China aus. Die Monopolkommission begrüßt zwar tendenziell einvernehmliche Lösungen, können diese schließlich zukünftige ökonomische wie politische Verwerfungen vermeiden; gleichwohl beinhaltet der gefundene Kompromiss zwischen der Europäischen Union und China weiterhin Maßnahmen, die handelshemmende und damit wohlfahrtsschädigende Wirkungen entfalten können. Nach Auffassung der

Monopolkommission können insbesondere wettbewerbs- bzw. marktbasierende Gründe wie vergleichsweise technologische Spezialisierungen, höhere Skalenerträge und niedrigere Lohnstückkosten ursächlich für etwaige Kostenvorteile chinesischer Solarunternehmen und damit für die kontemporären Entwicklungen auf den relevanten Märkten der Photovoltaik sein. Die Monopolkommission spricht sich zudem gegen ein Protegieren der Photovoltaik aus, da eine selektive und marktartifizielle Unterstützung einzelner erneuerbarer Energien den Prinzipien eines unverfälschten und wirksamen Wettbewerbs entgegensteht. Eine technologische Förderung erneuerbarer Energien sollte generell durch wettbewerbliche Strukturen und nicht durch Subventionen erfolgen.

Binnenmarktentwicklungen bei Strom und Gas

5.* Zur Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes hat die Europäische Union seit 1996 eine Reihe von Anstrengungen unternommen. Sie hat insbesondere durch drei Legislativpakete auf die Harmonisierung und Liberalisierung der europäischen Märkte für Strom und Gas hingewirkt. Zwar wurde bereits eine Vielzahl von Schritten eingeleitet, um dem Ziel eines Energiebinnenmarktes näher zu kommen. Dennoch bestehen weiterhin Defizite bei der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes, die angegangen werden müssen. Der Stand der Integration stellt sich im Gas- und Strombereich unterschiedlich dar. Die Wettbewerbsintensität auf den Gasmärkten ist im Vergleich zu der auf Strommärkten weiterhin geringer. Der Gashandel konzentriert sich bislang auf einzelne Marktgebiete und kooperierende Fernleitungsnetze. Ursächlich hierfür dürfte vornehmlich die für eine länderübergreifende Marktintegration der Gashandelsmärkte notwendige – aber vergleichsweise schleppend vorankommende – Harmonisierung der institutionellen Rahmenbedingungen sein. Der dem binneneuropäischen Markt für Gashandel vorausgehende Markt für Gasbeschaffung könnte aufgrund technologischer Fortschritte neue mannigfaltige Wettbewerbsimpulse induzieren. Während gegenwärtig Gas hauptsächlich noch via Pipelines importiert wird, könnten verbesserte Bedingungen beim Transport von Flüssiggas sowie bei der Förderung von Schiefergas den Wettbewerb sowohl unmittelbar um den effizientesten Gastypus wie auch mittelbar im Gashandel bedeutsam fördern.

6.* Im Strombereich ist die Integration der Märkte bereits weiter fortgeschritten; allerdings bestehen auch hier noch Hindernisse, sodass die Frage zu beantworten ist, ob es sich wettbewerbsökonomisch noch um eigenständige nationale Märkte handelt. Die Eigenständigkeit nationaler Strommärkte und im Besonderen die des deutschen Marktes wird einerseits an den unterschiedlichen Handelsbedingungen auf den europäischen Großhandelsmärkten, andererseits an den zum Ausland bestehenden Netzengpässen festgemacht. Vor allem die Netzengpässe stellen ein nicht kurzfristig überwindbares Hindernis für die Verwirklichung des Energiebinnenmarktes dar. Die Engpässe werden zudem vor dem Hintergrund der Entwicklungen im Bereich der Stromerzeugung derzeit eher größer als kleiner. So verschärft z.B. der Ausbau von nicht steuerbaren Windkraftanlagen im Norden Deutschlands die Engpässe, da die Überschussmengen teilweise über die Netze der Nachbarstaaten abtransportiert werden müssen. Regionale Initiativen aus Gruppen benachbarter europäischer Staaten sollen daher eine Integration ihrer Netze vorantreiben. Dazu werden unter anderem auch Verfahren der Engpassbewirtschaftung wie das sog. Market Coupling eingesetzt und weiter verbessert. Die Monopol-

kommission begrüßt dieses von ihr stets geforderte Vorgehen und regt an, den Einsatz moderner Verfahren der Engpassbewirtschaftung auf weitere Märkte zu übertragen.

7.* Insbesondere vor dem Hintergrund einer wettbewerbsökonomischen Einschätzung von Marktmacht einzelner Energieversorger stellt sich die Frage, welcher Integrationsgrad zwischen Deutschland und anderen europäischen Staaten bereits erreicht wurde. Einen sehr guten und vergleichsweise leicht zu beobachtenden Indikator für die Integration der Großhandelsmärkte stellt der Börsenpreis für Strom dar. Die Monopolkommission hat daher für das Jahr 2012 eine Analyse der Preisdifferenzen zwischen dem deutschen Großhandelspreis und den Preisen einzelner Nachbarländer erstellt. Hierbei wird vor allem die starke Wirkung des Market Coupling ersichtlich. Bestand vor der Einführung am 9. November 2010 nahezu keine Preisgleichheit an den entsprechenden Börsen, so stieg der Anteil der Stunden, in denen Preisgleichheit zu den Ländern Belgien, Niederlande und Frankreich bestand, im Jahr 2011 auf zum Teil 70 bis 80 % an. Für die Frage der Marktabgrenzung ist jedoch neben dem Grad der erreichten Preisgleichheit auch eine womöglich zugrunde liegende Systematik bei den festgestellten Preisdifferenzzeiträumen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission zeigen jedoch, dass die auftretenden Preisabweichungen zu deutschen Nachbarstaaten (außer Österreich) erheblich erscheinen. Die Monopolkommission spricht sich daher dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst weiterhin einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabsatz von Strom anzunehmen. Allerdings sollten neben der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) auch weiterhin das Bundeskartellamt und die Markttransparenzstelle (MTS) die Entwicklung der europäischen Großhandelsmärkte laufend analysieren. Dabei sollten zukünftig auch verhaltensbasierte Modelle zum Einsatz kommen, um strategische und dynamische Effekte des Verhaltens der Akteure im Stromgroßhandel besser nachvollziehen zu können. Auf diese Weise könnten Erkenntnisse über die Größe des Marktes und die Marktmacht der Akteure gewonnen werden.

Marktmacht im Stromsektor

8.* Seit der Liberalisierung der Energiemärkte steht die Wettbewerbsentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom unter besonderer Beobachtung. Während die Marktstruktur von vier großen Energieerzeugern zunächst auf eine gewisse Marktmacht dieser Anbieter hat schließen lassen, hat der Bereich der Stromerzeugung seither verschiedene wichtige Veränderungen durchlaufen, die eine regelmäßige Überprüfung der Situation auf den Großhandelsmärkten notwendig machen.

9.* Um die Marktkräfte korrekt einschätzen zu können, ist eine Abgrenzung der betreffenden Märkte erforderlich. Derzeit grenzt das Bundeskartellamt auf der Erzeugerstufe einen Markt für den Erstabsatz physisch produzierter Strommengen (Erstabsatzmarkt), einen Markt für die Erzeugung und Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie weitere Märkte für Regelenergie und für die Distribution von bereits erzeugtem Strom ab. Diese Marktabgrenzung erscheint der Monopolkommission im Grundsatz weiterhin geeignet zu sein, auch wenn die Unterscheidung zwischen dem Erstabsatzmarkt und den Bereichen Regelenergie und EEG-Strom nicht immer trennscharf ist. Vor allem die dem Erstabsatzmarkt nachfolgenden Distributionsstufen erscheinen der Monopolkommission ebenfalls wichtig; über diese liegen aber bisher nur wenige Erkenntnisse vor. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

10.* Die Monopolkommission hat zudem die Marktverhältnisse auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms näher untersucht. Im Jahr 2012 betrug der Marktanteil der vier großen Energieversorger an den installierten Kraftwerkskapazitäten auf dem deutsch-österreichischen Markt demnach 58 % (auf dem deutschen Markt 68 %). Gegenüber früheren Untersuchungen ist der Marktanteil damit gesunken. Berücksichtigt man die VERBUND AG unter den großen Energieversorgern, so erhöht sich der Marktanteil der größten fünf Energieversorger auf 66 %.

11.* Um die Marktmacht, die von den großen Energieversorgern auf diesem Markt ausgeht, einschätzen zu können, hat die Monopolkommission auch den Residual Supply Index (RSI) ermittelt. Beim RSI handelt es sich um ein statisches Konzentrationsmaß, das die strategische Bedeutung eines Unternehmens in einem Markt messen und Besonderheiten der Strommärkte geeignet berücksichtigen soll. Konkret misst der RSI, zu welchem Anteil die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten. Indem der Anteil der Zeiträume eines Jahres ermittelt wird, in denen der RSI für einen Anbieter unter eine bestimmte Grenze fällt, lassen sich Schlussfolgerungen über die Marktmacht der Unternehmen treffen. Dabei sind die Schwellenwerte, ab denen erhebliche Marktmacht konstatiert werden soll, nicht exakt festgelegt, sondern basieren auf Erfahrungswerten. Im Ergebnis zeigt die Analyse der Monopolkommission für das Jahr 2012 nur sehr geringe RSI-Werte. Selbst bei Annahme eines sehr vorsichtig kalkulierten Szenarios, ohne Berücksichtigung der möglichen Nettoimportkapazität, erscheinen die Werte für den RSI – auch verglichen mit früheren Untersuchungen – niedrig. Die Monopolkommission nimmt daher an, dass derzeit keine Marktbeherrschung der großen Energieversorger vorliegt; sie regt aber an, die Entwicklung auf diesem Markt durch die Berechnung von Konzentrationsmaßen weiter zu beobachten.

Marktüberwachung

12.* Die Besonderheiten des Energiegroßhandelsmarktes (vor allem die fehlende Speicherbarkeit von Strom, die geringe Preiselastizität der Nachfrage und hohe Schwankungen bei der Produktion erneuerbarer Energien) unterscheiden diesen Markt von vielen anderen. Dies hat zur Herausbildung besonderer Regeln und Institutionen geführt, welche die Marktintegrität und -transparenz auch durch eine laufende Marktüberwachung fördern sollen. So wurden auf deutscher und europäischer Ebene zwei Energiemarktüberwachungssysteme geschaffen: ACER und eine deutsche Markttransparenzstelle (MTS). ACER soll zum einen die Regulierungslücke auf Gemeinschaftsebene schließen und zum anderen die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden verstärken. Die deutsche MTS soll einerseits die nationale Umsetzung der REMIT-Vorgaben übernehmen, andererseits ist in den Planungen der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes vorgesehen, dass die in der MTS gesammelten Daten auch für kartell- und regulierungsrelevante Untersuchungen der beiden Institutionen nutzbar gemacht und weiterführende Informationen über den deutschen Energiemarkt erhoben werden sollen. Beide Institutionen betreten hinsichtlich der konkreten Aufgaben sowie der Datenerfassung und -analyse Neuland.

13.* Mit Blick auf die Aufgabenwahrnehmung der MTS befürchtet die Monopolkommission eine mögliche Verengung auf regulierungs- und kartellrechtliche Fragestellungen. Dabei liegt der Mehrwert einer deutschen MTS vor allem darin, Ko-

operations- und Lerneffekte der Energiemarktaufsichtsbehörden bei der Datenerfassung und -analyse zu generieren. Vor diesem Hintergrund wäre aus Sicht der Monopolkommission auch eine heterogenere Zusammensetzung des Personals der Dynamik der MTS zuträglicher. Eine überdies explizite Einbeziehung externer Experten dürfte hilfreich sein. Als Grundvoraussetzung für eine Weiterentwicklung der Analysemethoden und der Algorithmen zur Identifizierung illegitimer Handelspraktiken durch die Wissenschaft erachtet die Monopolkommission die Veröffentlichung von im Zeitablauf nicht mehr vertraulichkeitsbedürftigen oder sensitiven Daten für dringend erforderlich.

Energiewende – Ineffizienzen des EEG

14.* Im Rahmen der Energiewende wird eine Vielzahl von Zielen auf unterschiedlichen politischen Ebenen formuliert. Neben der Intransparenz über die mit der Energiewende vorrangig anvisierten Ziele kommt es zwischen den Zielen zu Widersprüchen und Konflikten.

15.* Die Betreiber der Stromversorgungsnetze sind gemäß EEG verpflichtet, den EEG-Strom vorrangig aus dem Elektrizitätsnetz aufzunehmen und den Anlagenbetreibern die im EEG festgeschriebenen (und oftmals um ein Vielfaches über dem Börsenpreis liegenden) Vergütungen zu zahlen. Die Gesamtsumme der EEG-Einspeisevergütungen hat sich von unter 1 Mrd. Euro im Jahr 2000 auf inzwischen über 20 Mrd. Euro im Jahr 2013 erhöht; die EEG-Umlage ist von 0,2 Cent im Jahr 2000 auf 5,27 Cent im Jahr 2013 gestiegen. Dabei zeigen sich keine deutlichen Anzeichen, dass sich die Erhöhung der EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt bzw. durch eine Absenkung des Börsenpreises erklären ließe. Der Merit-Order-Effekt bezeichnet eine logische Folge der Berücksichtigung erneuerbarer Energien im einfachen Modell der Preisbildung am Energiemarkt. Durch den verringerten Bedarf an konventionellen Kraftwerken könnte der verbleibende Residualbedarf mit günstigeren Kraftwerken gedeckt werden. Allerdings zeigt sich die Monopolkommission skeptisch, ob die Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf dem Markt für konventionelle Energie auch langfristig zu einer signifikanten Preissenkung führen könnten, also ob der Merit-Order-Effekt vor allem in der langen Frist zu einer Kostenentlastung beiträgt.

16.* Die wesentlichen Probleme und Ineffizienzen des EEG-Fördersystems liegen insbesondere in der fehlenden Zielgenauigkeit hinsichtlich des gesamten Förderumfangs und EE-Anlagenzubaus, der massiven Überförderung und der allokativen Ineffizienzen aufgrund der fehlenden Technologieneutralität. Hinzu kommen weitere Probleme wie das Entstehen negativer Börsenpreise, die einen zusätzlichen Kostenfaktor für die Verbraucher darstellen, oder der Anreiz für EE-Anlagenbetreiber zum vermehrten Strom-eigenverbrauch. Durch Letzteren werden die Kosten auf immer weniger Verbraucher aufgeteilt. Schließlich nimmt auch die Komplexität des Fördersystems immer weiter zu, wodurch hohe Regulierungskosten und Unsicherheiten für die Marktakteure entstehen und die Treffsicherheit der Maßnahmen erschwert wird.

Quotenmodell als Alternative

17.* Die fehlende Ausrichtung des EEG an klaren Zielen und ökonomischen Prinzipien ist kritisch zu hinterfragen. So lässt sich das ambitionierte Ziel von 80 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung dabei am verlässlichsten und effizientesten mithilfe eines Quotenmodells erreichen.

18.* Die Monopolkommission plädiert daher für die Einführung eines Quotenmodells nach schwedischem Vorbild. Schweden besitzt seit mittlerweile zehn Jahren ein erfolgreiches Quotenmodell zur Förderung erneuerbarer Energien. Bei der Implementierung eines vergleichbaren Fördersystems in Deutschland ist der hiesigen Situation Rechnung zu tragen. Grundsätzliches Ziel des Quotenmodells ist eine Steigerung der Produktion erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Kosteneffizienz. Auf diese Weise lässt sich auch die Zubaumenge erneuerbarer Energien steuern und antizipieren.

19.* Im Unterschied zur EEG-Einspeisevergütung wird in einem Quotenmodell nicht der Einspeisepreis für die Erneuerbaren ex ante festgelegt, sondern die Menge erneuerbarer Energien (Quote). Um die Herkunft von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Handel „sichtbar“ zu machen, müssen durch den Gesetzgeber handelbare Zertifikate implementiert werden. So erhält ein Anlagenbetreiber neben dem Preis für den erzeugten Strom zusätzlich eine Vergütung aus dem Verkauf der Zertifikate.

20.* Auf der Anbieterseite erhalten EE-Anlagen Zertifikate für aus erneuerbaren Energien produzierte Strommengen. Das Zertifikat kann separat verkauft werden. Auf der Nachfrageseite sollte eine Zertifikate-Nachweispflicht bestehen, d.h. eine Verpflichtung zum Kauf einer bestimmten Menge an Zertifikaten (Quotenverpflichtung), vor allem für Stromhändler sowie Letztverbraucher bzw. Unternehmen in dem Ausmaß, in dem sie Strom verbraucht haben, den sie selbst produziert, importiert oder an der deutschen Strombörse gekauft haben. Diese Akteure sollten gesetzlich dazu verpflichtet werden, eine im Jahresdurchschnitt zu erfüllende Quote an Strom aus erneuerbaren Energien vorzuweisen. Auf diese Weise würde künstlich eine Nachfrage nach EE-Strom erzeugt.

21.* Die Monopolkommission spricht sich für eine technologieneutrale Ausgestaltung der Förderung erneuerbarer Energien aus und schlägt vor, darauf hinzuwirken, nationale Quotensysteme nach und nach zu koppeln und damit einen gemeinsamen Markt für Grünstromzertifikate zu schaffen.

Weiterentwicklung des EEG

22.* Sofern politische Gründe dafür sprechen sollten, zumindest vorerst den Ansatz der bestehenden EEG-Förderung beizubehalten, könnte mithilfe von Reformanstrengungen eine zumindest marktnähere und wettbewerblichere Ausgestaltung erreicht werden. Eine sinnvolle Weiterentwicklung des EEG stellt nach Meinung der Monopolkommission die Aufhebung des Doppelvermarktungsverbotes bei gleichzeitiger Anreizsetzung für EE-Neubauten dar. Hintergrund des geltenden Doppelvermarktungsverbotes ist im Grundsatz, eine Doppelförderung (Einspeisetarif bzw. Marktprämie + Zertifikatepreis) erneuerbarer Energien zu vermeiden. In der jetzigen Ausgestaltung stellen Grünstromzertifikate lediglich ein Bilanzierungsinstrument für vorhandene Erzeugungskapazitäten dar und leisten nur einen geringen Beitrag zur Energiewende. Nach Meinung der Monopolkommission sollten allerdings die vorhandenen Potenziale von Herkunftsnachweisen dazu genutzt werden, die Kosten der EEG-Umlage zu reduzieren und neue Investitionsanreize für EE-Anlagenbetreiber zu schaffen. Zu diesem Zweck erscheint es sinnvoll, dass ein Teil, z.B. die Hälfte der Erlöse aus Herkunftszertifikaten, jährlich an die EE-Anlagenbetreiber zurückfließt. So könnte mit der einen Hälfte der Zertifikateerlöse die EEG-Umlage gesenkt werden und durch den Rückfluss der anderen Hälfte der Zertifikateerlöse an die Anlagenbetreiber könnten zu einem Teil EE-Neubauten angereizt werden.

23.* Eine Weiterentwicklungsmöglichkeit der bestehenden EEG-Preissteuerung besteht auch darin, einen einheitlichen Fördersatz für alle EE-Technologien festzulegen und nicht mehr nach einzelnen Energieträgern zu differenzieren. Zwar hat eine Technologiedifferenzierung bei den Fördersätzen den Effekt, dass hohe Renditen bei kostengünstigen Technologien vermieden werden. Andererseits bleiben aber mögliche kostengünstige EE-Potenziale ungenutzt, wenn Investoren vornehmlich in Technologien investieren, die aufgrund hoher Fördersätze hohe Renditen versprechen (z.B. Photovoltaik), und damit ein ineffizienter Technologiemix entsteht. Eine technologie neutrale Förderung würde für Wettbewerb innerhalb der Erneuerbaren sorgen.

24.* Eine weitere Reformoption ist die Weiterentwicklung der Marktprämie. So könnte die Zahlung der Vergütung bei negativen Börsenpreisen ausgesetzt werden und die Nachfrager würden entlastet. Überdies könnte auf diese Weise für die EE-Anlagenbetreiber ein Anreiz für eine besser an die Nachfrage orientierte Produktion gesetzt werden. Ein deutlich weiterführendes Konzept mit Blick auf eine Reform des Marktprämienmodells liegt darin, das Modell verpflichtend für alle Neuanlagen vorzusehen. Damit könnte die Marktintegration der erneuerbaren Energien beschleunigt werden, da dann für EE-Anlagenbetreiber Anreize bestünden, den Markt zu beobachten und hinsichtlich ihrer Einspeise- und Investitionsentscheidungen entsprechend zu berücksichtigen. Für eine Übergangszeit könnte für kleinere Anlagen unter 100 kW die Möglichkeit vorgesehen werden, gegen ein Entgelt die Übertragungsnetzbetreiber mit der Vermarktung – wie bislang üblich – zu beauftragen.

Das Modell enthielte in dieser neuen Ausgestaltung aufgrund einer Technologie-neutralität und der verpflichtenden Marktteilnahme mehr wettbewerbliche Elemente als die bestehende Marktprämie. Da bei einer zu hohen Festlegung des Fixpreises die Gefahr eines ungebremsen Zubaubooms besteht, wie er in Deutschland im Bereich der Photovoltaik zu beobachten ist, schlägt die Monopolkommission zu dessen Vermeidung eine jahresbasierte Begrenzung der Registrierung von Neuanlagen vor.

25.* Die vormals von der Politik angedachte und derzeit nicht weiterverfolgte Strompreisbremse stellt aus Sicht der Monopolkommission einen punktuellen Eingriff dar, der die strukturellen Schwächen der EEG-Förderung nicht löst und lediglich eine Kosten- bzw. Lastenumverteilung von den Verbrauchern zu den Anlagenbetreibern und den Industriekunden darstellt.

Netzungleichgewichte – Netzausbau und -alternativen

26.* Im Falle von Netzungleichgewichten befinden sich die vorhandenen Kapazitäten im Ungleichgewicht zu den Verbrauchsstandorten. Als Gründe sind hierfür vor allem die grundlegenden Veränderungen bei der Erzeugerstruktur im Zuge der Energiewende maßgeblich. Auch der anvisierte gemeinsame europäische Strombinnenmarkt (Marktintegration) trägt zu einer Verstärkung der Netzungleichgewichte bei.

27.* Eine Möglichkeit, die Netzungleichgewichte zu reduzieren oder ganz zu beseitigen, ist der Ausbau der Netze. Dieser ist grundsätzlich auf allen Netzebenen notwendig; bislang liegt die Priorität der Netzausbaumaßnahmen allerdings auf der Übertragungsebene. Unter anderem aufgrund von Verzögerungen beim Netzausbau hat die Bundesregierung im Jahr 2011 neue Instrumente zur Netzplanung und Genehmigung beschlossen; Kernelemente waren das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und

das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), wodurch der Bundesnetzagentur umfangreiche Aufgaben im Rahmen des Ausbaus der deutschen Höchstspannungsnetze übertragen wurden. So genehmigt die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen, prüft und bestätigt den Netzentwicklungsplan (NEP), bewertet die Umweltauswirkungen der Vorhaben, erstellt einen Umweltbericht und wird im Rahmen der Bundesfachplanung raumplanerisch tätig. Die Monopolkommission würdigt die Aufgabenbewältigung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur. Um mehr Zeit für die Erstellung des NEP zu gewinnen, spricht sich die Monopolkommission dafür aus, die NEP-Erstellung von einem Ein- auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus zu verlängern.

28.* Neben dem Netzausbau wird zum Abbau der Netzungleichgewichte das Redispatching eingesetzt. Die Summe der Kosten zur Verringerung von Netzungleichgewichten tragen bislang einseitig die Verbraucher. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus der EE-Anlagen ist es nach Ansicht der Monopolkommission wichtig, zeitnah eine effiziente Auswahl an Netzausbaualternativen vorzunehmen. Wenn seitens der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne von der Annahme ausgegangen werden muss, dass die gesamte erzeugte elektrische Energie auch im Netz abgenommen und transportiert werden muss, dann ist zu befürchten, dass der Netzausbau überdimensioniert sein wird und die Kosten den Nutzen des Leitungsneubaus letztlich deutlich übersteigen. Nach Meinung der Monopolkommission sollten daher Möglichkeiten des Abregelns – auch außerhalb von Netzungleichgewichten – gegeben sein.

29.* Ein Instrument, welches Kraftwerksbetreiber an den Netzkosten beteiligt und hierdurch Anreize setzt, Kraftwerksinvestitionen auch am vorhandenen Stromnetz auszurichten, ist die G-Komponente. Die G-Komponente ist ein sinnvolles und leicht integrierbares Instrument, um den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die Monopolkommission empfiehlt – gerade vor dem Hintergrund bislang begrenzter technischer Alternativen wie z.B. Power-to-Gas – die Einführung einer G-Komponente.

Versorgungssicherheit und Kapazitätsmärkte

30.* Im Hinblick auf die Einbindung erneuerbarer Energien in ein System funktionsfähiger Strommärkte müssen Mechanismen geschaffen werden, die ein wettbewerbliches Marktdesign mit einer Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Einklang bringen. Vor diesem Hintergrund lassen sich verschiedene Gefahren ausmachen, durch die die Versorgungssicherheit gestört sein könnte; dabei handelt es sich insbesondere um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Stromeinspeisung und Verbrauch, Netzungleichgewichte mit regionaler Unterversorgung sowie um eine langfristig insgesamt nicht ausreichende Versorgungskapazität. Den regelmäßigen, sehr kurzfristig auftretenden Gefährdungslagen kann mittels Regelenergie bereits heute wirksam begegnet werden. Demgegenüber sind bei einer Gefährdung der Versorgung bei Netzungleichgewichten keine ausreichend wirksamen Mechanismen vorhanden, sodass es in der jüngeren Vergangenheit mehrmals zu Engpasssituationen kam. Deshalb hat die Bundesregierung mit der im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung geschaffenen Netzreserve ein neues Instrument vorgesehen, um diesem Effekt entgegenzuwirken.

Davon abzugrenzen sind Probleme bei der Versorgungssicherheit, die sich auf eine hypothetische Unterversorgung Deutschlands mit elektrischer Energie beziehen. Die Möglichkeit einer solchen Unterversorgung wird vor dem Hintergrund der hypo-

thetischen Wirkungen des bestehenden Energiegroßhandelsmarktes diskutiert. Fraglich ist, ob dieser ausreichend finanzielle Anreize für den Betrieb notwendiger Kraftwerkskapazitäten setzt. Die Monopolkommission sieht jedoch bisher nur schwache Hinweise für ein solches langfristiges Problem vorliegen.

31.* Unter dem Schlagwort der Kapazitätsmechanismen werden Möglichkeiten diskutiert, eine Absicherung gegen die Gefahr einer langfristigen Unterversorgung einzurichten. Vor allem zwei Grundformen von Kapazitätsmechanismen werden derzeit von verschiedener Seite vorgeschlagen. Zum einen wird erwogen, den Ansatz des bestehenden Energy-only-Marktes weiterzuverfolgen und – sofern dieser langfristig nicht die erforderlichen Kapazitäten garantieren sollte – zu dessen Absicherung eine zusätzliche strategische Reserve einzurichten. Diese strategische Reserve stellt eine neu zu schaffende Reservekraftwerksleistung dar, die für bestimmte Zeitpunkte kritischer Kapazitätsprobleme vorgehalten wird. Sie ist am ehesten mit den bestehenden Systemdienstleistungen der Netzbetreiber vergleichbar (z.B. dem Einsatz von Regelenergie), durch welche die Netzstabilität gewährleistet wird. Konzeptionell führt die strategische Reserve zu einer Absicherung des Energy-only-Marktes, ohne diesen in seiner bestehenden Form grundsätzlich zu verändern. Sie stellt eine vergleichsweise schlanke und marktkonforme Lösung möglicher Kapazitätsprobleme dar, bringt jedoch auch allokativen Nachteile mit sich.

Zu anderen wird eine komplette Abkehr vom bestehenden System des Energy-only-Marktes diskutiert. Vorschläge, die zu diesem Zweck eine Einführung expliziter Kapazitätsmärkte betreffen, sehen vor, die Finanzierung von Kraftwerken zur Stromerzeugung zukünftig auf zwei Säulen zu verlagern: zum einen auf den weiterhin bestehenden Großhandelsmarkt für Strom und zum anderen auf einen bestimmten, neu zu schaffenden Markt für Kraftwerkskapazität – den Kapazitätsmarkt –, der dafür sorgen soll, dass eine bestimmte ausreichende Kapazität dem Markt stets zur Verfügung steht. In der vorherrschenden Diskussion befinden sich derzeit drei grundlegende Ansätze aus der Politikberatung, die bereits konkrete Vorstellungen zu einem entsprechenden Marktmechanismus enthalten: das Konzept der „Kapazitätssicherungsverträge“, der Ansatz der „fokussierten Kapazitätsmärkte“ und das Modell „dezentraler Kapazitätsmärkte“. Alle Modelle versprechen eine langfristige Lösung des Kapazitätsproblems auf Basis marktnaher Mechanismen. Sollten sich die Hinweise auf langfristige Probleme mit dem Energy-Only-Markt verdichten, bieten sie eine Reihe von Vorteilen. Indes liegt ein wesentlicher Nachteil der Kapazitätsmarktmodelle darin, dass sie kaum reversibel sind. Die Erfahrungen in ausländischen Märkten mit Kapazitätsmärkten deuten zudem darauf hin, dass eine ständige Nachsteuerung notwendig ist, was eine Handelsunsicherheit bei den Marktakteuren zur Folge hat. Auch die Einbindung nationaler Kapazitätsmärkte in den europäischen Binnenmarkt kann mit Problemen verbunden sein. Im ungünstigsten Fall könnte eine asymmetrische Umsetzung nationaler Kapazitätsmärkte im Binnenmarkt zu zusätzlichen Kosten und Handelsbeschränkungen führen.

32.* Die Monopolkommission schlägt vor, das Vertrauen in den wettbewerblichen und bereits hoch entwickelten Energy-only-Markt nicht vorschnell aufzugeben. Sie regt vielmehr an, diesen Markt weiterhin laufend zu beobachten, um Anhaltspunkte dafür zu sammeln, wie sich der Kapazitätsbedarf und die Kapazitätsfrage zukünftig weiterentwickeln. Da voraussichtlich ein längerfristiger Zeitrahmen für die Beobachtung der

Märkte und zur Bewertung der zu erwartenden Effekte erforderlich ist, sollte der Energy-only-Markt daher kurzfristig um eine strategische Reserve aus Bestands- und Neubaukraftwerken ergänzt werden, die zunächst nur mit einem vergleichsweise geringen Umfang ausgestattet werden müsste.

Komplexität der Regulierung

33.* Seit Beginn der Liberalisierung ist in Deutschland ein mittlerweile komplexes Regulierungsregime entstanden. Zur Reduktion bereits vorhandener Regulierungen kommen eine Vielzahl von Lösungsmöglichkeiten infrage, z.B. die Einführung einer "One-in-two-out"-Regel, wonach für jede neue Regulierungsvorschrift möglichst zwei obsoletere Vorschriften abgeschafft oder vereinfacht werden sollten. Sinnvoll erscheint der Monopolkommission zukünftig eine Ex-post-Evaluierung der Regulierungsdichte unter Einbeziehung aller Beteiligten. Eine Ex-post-Evaluierung hat den Vorzug, dass neben einem detaillierten Einblick in das Regulierungsregime überdies eine Gesamtschau auf das Regulierungsregime ermöglicht wird und so Reformschritte sinnvoll gelingen können. In Verbindung mit der vorgeschlagenen Ex-post-Evaluation der Ausgewogenheit von Regulierungsaufwand und -nutzen könnte auch eine Überprüfung des Erfolgs bestimmter Regulierungsinstrumente, insbesondere im Bereich der Anreizregulierung, erfolgen.

Entgeltregulierung

34.* Mit der Energiewende hat der Aus- und Umbaubebedarf der Netze erheblich zugenommen, da die dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien neue Anforderungen an die Netzkonfiguration mit sich bringt. Wie eine neuere Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) zeigt, schlägt sich der mit der Energiewende verbundene Aus- und Umbaubebedarf neben den Übertragungsnetzen für Strom und den Gasfernleitungsnetzen auch auf der Verteilnetzebene nieder. Netzinvestitionen müssen von den Betreibern von Energieversorgungsnetzen in Deutschland durch die Netzentgelte finanziert werden. Verteilnetzbetreiber sind in der Regel darauf angewiesen, einen Netzausbau während der Regulierungsperiode durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV vergütet zu bekommen. Dabei handelt es sich um einen Bestandteil der Anreizregulierungsformel, durch den sich die Erlösobergrenze während der Laufzeit in Abhängigkeit zu verschiedenen Parametern verändern kann. Die Parameter (unter anderem die Zahl der Einspeisepunkte) sollen die notwendigen Erweiterungsinvestitionen abbilden und stellen somit eine Art Heuristik dar, durch die der Investitionsbedarf während der Anreizregulierungsperiode in die Erlösobergrenze einfließen soll. Wie die Monopolkommission bereits in ihrem letzten Sondergutachten zum Energiesektor erläutert hat, ist die Finanzierung von Erweiterungsinvestitionen ein zentrales Problem der Anreizregulierung. Der Vorschlag, die Anreizregulierung dadurch effizienter zu gestalten, dass Neuinvestitionen in längerfristige Anlagegüter aus der Anreizregulierung herausgenommen und lediglich einer Ex-post-Effizienzprüfung unterzogen werden, erscheint vielversprechend, bedarf jedoch einer weitergehenden Überprüfung im Hinblick auf die mögliche Ausgestaltung und denkbare Folgewirkungen. Die Monopolkommission fordert daher die Bundesregierung und die Bundesnetzagentur auf, eine entsprechende Prüfung der Anreizregulierung einzuleiten.

35.* Darüber hinaus sind weitere mögliche Probleme im Bereich der Entgeltregulierung zu prüfen. Ein solches betrifft die Entgeltstruktur im Gassektor, bei der Ein- und Aus-

speisenetzbetreiber eines Marktgebietes für den Gastransport vergütet werden. Aus Sicht der Monopolkommission handelt es sich bei dem heutigen Modell eines aus mehreren Netzbetreibern bestehenden Marktgebietes um ein System, in dem von jedem einzelnen Netzbetreiber stets Wirkungen auf die anderen Netzbetreiber ausgehen. Während nur an den Ein- und Ausspeisepunkten des Netzes Entgelte erhoben werden, entstehen externe Effekte, da alle Fernleitungsnetzbetreiber auch auf die Güter „Weiterleitung“ und „Speicherung“ von Gas der jeweils anderen Netzbetreiber eines Marktgebietes zugreifen können, ohne dass die Zugriffe separat vergütet werden. Ob es unter dem bestehenden System jedoch tatsächlich zu Ineffizienzen kommt, lässt sich ohne eine eingehende Prüfung derzeit nicht feststellen. Daher sollte die Bundesnetzagentur die entsprechenden Effekte beobachten.

36.* Ein weiteres Problem wird unter dem Begriff Netzparität („grid parity“) diskutiert. Dieser Begriff beschreibt eine Situation, in der selbst erzeugter (Solar-)Strom nicht mehr kostet als der über das Netz bezogene Fremdstrom. Während im Preis für Netzstrom unter anderem Netznutzungsentgelte, Strom- und Mehrwertsteuer, Konzessionsabgaben, EEG- und KWK-Umlage enthalten sind, fallen diese Kosten beim Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom nicht an. Der Anreiz, Solarstrom für den Eigenverbrauch zu produzieren, wird aktuell dadurch verstärkt, dass die Vergütungssätze für die Einspeisung von Solarstrom sinken und gleichzeitig die Strompreise für Haushaltskunden auf den Endkundenmärkten steigen. Zwar werden durch den erhöhten Eigenverbrauch das Stromnetz und die EEG-Umlage in gewissem Umfang entlastet, allerdings muss grundsätzlich auch für Besitzer von Photovoltaikanlagen die Netzinfrastruktur vorgehalten werden. Problematisch erscheint dabei, dass deren Verbrauch an Netzstrom – und damit vor allem der zu leistende Kostenanteil an der Netzinfrastruktur – kontinuierlich sinkt. Die Monopolkommission schlägt zur Lösung dieses Problems vor, zukünftig die Leistungsbereitstellung der Netzinfrastruktur stärker als bislang – in Form einer fixen Gebühr – in den Netzentgelten zu berücksichtigen.

Regulierung der Gasmärkte

37.* Die Monopolkommission begrüßt ausdrücklich sowohl die Einführung von PRISMA, einer seit dem 1. April 2013 von einem Konsortium von Fernleitungsnetzbetreibern betriebenen Handelsplattform für Kapazitätsrechte für den pan-europäischen Gastransport, als auch von PEGAS, einer seit dem 29. Mai 2013 von den beiden Börsen EEX und Powernext betriebenen Handelsplattform für Gasprodukte. Beide Marktplattformen dürften nach Ansicht der Monopolkommission einer Marktintegration europäischer Gasmärkte förderlich sein. Des Weiteren erachtet die Monopolkommission die Ausarbeitungen zu den Empfehlungen zum Engpassmanagement und zu den Netzkodizes als außerordentlich positiv, da diese zur Verstetigung der Marktintegration europäischer Gasmärkte in institutioneller Hinsicht entscheidend beitragen können. Erstens werden einheitlich geltende Regulierungsvorschriften für die Marktakteure auf den Gasmärkten geschaffen, welche den Aufbau der für eine erfolgreiche und sinnvolle Verstetigung der Marktintegration notwendigen institutionellen Rahmenbedingungen substantziell unterstützen können. Zweitens werden gegenwärtig zentrale Marktprobleme erfasst und Lösungsvorschläge unter Mitwirkung aller entscheidenden Marktakteure erarbeitet. Drittens kann durch die Maßnahmen der Wettbewerb in den

Gasmärkten nachhaltig gefördert und es können schlussendlich wohlfahrtsfördernde Impulse induziert werden.

Konzessionen

38.* Die Monopolkommission hat sich im vorliegenden Sondergutachten mit zwei Problembereichen im Zusammenhang mit der Vergabe energierechtlicher Konzessionen und der Höhe der Konzessionsabgabe befasst und Empfehlungen zur Verbesserung des Rechtsrahmens ausgesprochen. Voraussetzung für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen zur Versorgung der Allgemeinheit ist eine Konzession (Wegenutzungsrecht) der jeweiligen Gemeinde, ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen zu nutzen. Diese Konzession muss die Gemeinde gemäß § 46 EnWG diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen; sie darf auch kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften nicht ohne sachlichen Grund bevorzugen. Auf diese Weise soll ein fairer Wettbewerb um die Netze sichergestellt werden. Als Gegenleistung für die Übertragung des Wegenutzungsrechts erhält die Gemeinde gemäß § 48 EnWG eine Konzessionsabgabe, die in der Konzessionsabgabenverordnung näher definiert ist.

39.* Die Monopolkommission bekräftigt ihre Empfehlung an den Gesetzgeber, die Aufnahme energierechtlicher Konzessionen in den Anwendungsbereich des förmlichen Vergabeverfahrens gemäß §§ 97 ff. GWB zu prüfen. Hierbei ist – entsprechend der Regelung in § 46 Abs. 4 EnWG – zu gewährleisten, dass das förmliche Vergabeverfahren um Netzkonzessionen auch auf kommunale Eigenbetriebe und Eigengesellschaften anwendbar ist. Bei der Auswahlentscheidung sollte als wesentliches Auswahlkriterium der angebotene Abschlag vom Netznutzungsentgelt herangezogen werden. Ein solches Kriterium verfügt über mehrere Vorteile: Es ist einerseits leicht feststellbar und vergleichbar, was den Gemeinden die Auswahlentscheidung erleichtert, und es vermag andererseits, die in § 1 EnWG genannten Ziele einer preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung, der Effizienz und Netzsicherheit, denen die Gemeinde bei der Wahl des Netzbetreibers verpflichtet ist, für die praktische Anwendung zu konkretisieren. Im Gegenzug könnten die jeweiligen Konzessionsabgaben als Festbeträge in der Konzessionsabgabenverordnung geregelt werden.

40.* Bei der Versorgung mit Gas sollte eine Tariffiktion entsprechend dem für Stromkunden geltenden § 2 Abs. 7 KAV eingeführt werden. Hiernach gelten Stromlieferungen an Abnehmer bis zu den dort genannten Leistungs- und Verbrauchsgrenzen stets als Lieferungen an Tarifikunden; die niedrigere Konzessionsabgabe für Sonderkunden kann nicht greifen. Somit werden alle Endverbraucher, die stärker vom Stromverteilnetz profitieren, gleich behandelt und müssen eine höhere Konzessionsabgabe zahlen als jene, die das Verteilnetz in geringerem Maße beanspruchen. Nach Auffassung der Monopolkommission gibt es keine überzeugenden Gründe, von diesem ökonomischen Prinzip im Bereich der leitungsgebundenen Gasversorgung abzuweichen.

Endkundenmärkte

41.* Die Endkundenmärkte für Strom und Gas sind weiterhin dynamisch. Die Möglichkeiten für Elektrizitäts- und Gaskunden, aus einer Reihe von Anbietern wählen zu können, haben sich im Jahr 2011 weiter verbessert. In beiden Sektoren ist der Anteil der Abgabemenge, die zu den Konditionen der Grundversorgung geliefert wurde, weiter rückläufig, wobei Haushaltskunden noch immer in deutlich größerer Anzahl einen

Grundversorgungstarif bei dem Grundversorger haben als Industrie- und Gewerbetunden.

42.* Ein länderübergreifender Strompreisvergleich bei Haushaltskunden innerhalb der Europäischen Union für das Jahr 2011 zeigt, dass der Strompreis in Deutschland ca. 39 % über dem europäischen Durchschnitt liegt. Demgegenüber zeigt ein Vergleich der Gaspreise in der Europäischen Union für das Jahr 2011, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden etwa im gesamteuropäischen Durchschnitt bewegt.

43.* Bei der deskriptiven Analyse des Gasendkundenmarktes durch die Monopolkommission zeigt sich, dass die Anbieter auf dem Gasendkundenmarkt größtenteils lediglich lokal aktiv sind. Die Grundversorgung wird von kommunalen Akteuren dominiert. So ist die Mehrzahl der Grundversorgungsunternehmen in kommunaler Hand; in etwa einem Drittel aller untersuchten Postleitzahlengebiete wird der Grundversorger mehrheitlich von einem der großen Energieversorgungsunternehmen kontrolliert. Des Weiteren wird ersichtlich, dass die großen Energieversorgungsunternehmen unter Berücksichtigung ihrer Sperr- bzw. Minderheitsbeteiligungen in knapp der Hälfte aller Gebiete als Grundversorgungsunternehmen aktiv sind.

44.* Die Preisanalyse bestätigt, dass der Grundversorgungstarif vergleichsweise teuer ist und sich für einen günstigeren Gasbezug am ehesten ein Anbieterwechsel oder zumindest – wenn auch nicht mit ähnlich großem Einsparpotenzial – ein Tarifwechsel zu einem Sondervertrag beim Grundversorger lohnen kann. Das Einsparpotenzial von über 20 % bei einem Wechsel des Grundversorgungsbasistarifs in einen Sondervertrag sollte bei der Abgrenzung des Gasendkundenmarktes als ein Indiz für zwei sachlich getrennte Märkte berücksichtigt werden.

45.* Grundversorgungsverträge sind im Durchschnitt bei kommunalen Anbietern am günstigsten. Die nach Haushalten gewichteten Durchschnittspreise für Grundversorgungsverträge privater Anbieter (ohne die drei großen Energieversorgungsunternehmen) liegen indes um etwa 12 % über denen kommunaler Anbieter. Dabei bietet das jeweilige Grundversorgungsunternehmen in lediglich knapp 1 % aller Postleitzahlengebiete einen Tarif an, der in die Gruppe der günstigsten Tarife fällt.

46.* Die zunehmende Komplexität des Energiemarktes hat dazu beigetragen, dass es eine große Anzahl an offenen Fragen und Streitigkeiten zwischen EE-Anlagenbetreibern und Netzbetreibern einerseits und Verbrauchern und Energieversorgern andererseits gibt. Für eine außergerichtliche Lösung von Problemen dieser Art wurden zwei Schlichtungsstellen eingerichtet: die Clearingstelle EEG und die Schlichtungsstelle für Energie.

Die Mehrheit der Anfragen bei der Clearingstelle EEG bezieht sich mit fast 70 % auf die solare Strahlungsenergie. Bei der Schlichtungsstelle fielen 2012 rund 57 % der Schlichtungsanträge auf nur zwei Unternehmen. Die Versorger dieser Schlichtungsverfahren werden aus Datenschutzgründen von der Schlichtungsstelle nicht veröffentlicht. Die Schlichtungsstelle tauscht sich mit der Bundesnetzagentur über anhängige Missbrauchs- und Schlichtungsverfahren aus. Die Gespräche darüber, inwieweit die Bundesnetzagentur künftig auch bestimmte Ergebnisse hieraus veröffentlicht, sind noch nicht abgeschlossen. Eine solche Transparenz ist aus Sicht der Monopolkommission indes zu begrüßen, da sich hieraus Informationsasymmetrien zulasten aller Verbraucher wirksam reduzieren ließen und auch das Vertrauen der Verbraucher in die Funktionsfähigkeit des Endkundenmarktes gestärkt würde.

Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission

Fördersysteme für erneuerbare Energien

Das Fördersystem für erneuerbare Energien sollte zukünftig so ausgestaltet werden, dass

- das nationale EE-Fördersystem und der europäische Emissionsrechtehandel aufeinander abgestimmt werden, um so die Klimaschutzziele zu erreichen,
- die Förderung erneuerbarer Energien auf ein Quotenmodell nach schwedischem Vorbild umgestellt wird,
- das Erneuerbare-Energien-Gesetz zukünftig einen langfristigen Pfad für den jährlichen Zubau von Anlagen festlegt,
- Anlagen dann nicht gefördert werden, wenn der Börsenpreis negativ ist.

Versorgungssicherheit in der Energiewende

Die Versorgungssicherheit kann sichergestellt werden, indem

- Netzungleichgewichte neben dem Netzausbau auch durch mögliche alternative Mechanismen verringert werden,
- eine kleine strategische Kapazitätsreserve geschaffen wird, die den Gesamtkapazitätsbedarf sicherstellen soll,
- die Markttransparenzstelle und die Bundesnetzagentur den Bedarf an Kapazitätsmechanismen laufend evaluieren und erforderlichenfalls langfristig eine mit den anderen Mitgliedstaaten abgestimmte Einführung von Kapazitätsmärkten vorbereitet wird.

Regulierung und Ausbau der Energieversorgungsnetze

Die Regulierung von Strom- und Gasnetzen ist zu verbessern durch

- eine Überprüfung der Ausgewogenheit von Regulierungsaufwand und -nutzen, insbesondere vor der im Jahr 2019 beginnenden Anreizregulierungsperiode,
- eine Überprüfung der Anreizregulierung auf eine geeignete Investitionsvergütung, insbesondere von Verteilnetzbetreibern,
- eine Anpassung der Netzentgelte hin zu einem höheren Grundentgelt, um dem Problem der Netzparität zu begegnen,
- die Prüfung und Förderung der Zusammenlegung weiterer Gasgroßhandelsmarktgebiete zur Steigerung der Handelsliquidität, der Versorgungssicherheit und der Produktvielfalt,
- die vollumfängliche Integration aller Gasprodukte in die gemeinsame Handelsplattform PEGAS zur Vermeidung von Handelsineffizienzen,
- eine umfassende Ausgestaltung der Netzkodizes,
- die Aufnahme von Konzessionen zum Betrieb von Energieversorgungsnetzen in den Anwendungsbereich des förmlichen Vergabeverfahrens gemäß §§ 97 ff. GWB. Bei der Entscheidung über die Konzessionsvergabe sollte der angebotene

Abschlag vom Netznutzungsentgelt ausschlaggebend sein. Eine entsprechende Bestimmung ist in § 46 EnWG aufzunehmen.

Der vor allem im Rahmen der Energiewende notwendige Netzausbau kann reduziert werden, indem

- vorhandene Netzausbaualternativen (z.B. Demand Side Management) und Möglichkeiten des Abregelns stärker in die Ausbauplanungen einbezogen werden,
- ein kostenneutrales, von den Energieerzeugern zu tragendes, räumlich differenziertes Netzentgelt (bzw. eine Netzprämie) eingeführt wird (G-Komponente), durch das Anreize für Annäherungen von Erzeugungs- und Verbrauchsstandorten gesetzt werden.

Großhandel

Um den Wettbewerb im Großhandel von Strom und Gas zu stärken, sollte(n)

- die Markttransparenzstelle als Kooperations- und Lernplattform zwischen den für die Aufsicht über den Energiehandel zuständigen Behörden und externen Experten genutzt werden,
- Datensätze der Markttransparenzstelle und von ACER wettbewerbsneutral und mit Zeitverzögerung der Wissenschaft zu Forschungszwecken zur Verfügung gestellt werden,
- die Engpassmanagementsysteme im Strom- und Gassektor ausgebaut und ein europäischer Energiebinnenmarkt geschaffen werden.