

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

Energie 2011 – Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten

Stellungnahme der Bundesregierung

Inhaltsverzeichnis

	Seite
I. Kurzfassung	1
II. Ausführliche Stellungnahme	4
1. Einleitung	4
2. Netzebene und Regulierung	5
a) Netzzugang und Regelenergiemarkt	5
aa) Strom	5
bb) Gas	6
cc) EEG-Ausgleichsmechanismus	6
b) Netzentgeltregulierung	7
c) Netzausbau	8
aa) Strom	8
bb) Gas	9
d) Entflechtung	10
e) Rekommunalisierung	10
f) Bahnstrom	11
3. Erzeugung und Großhandel	11
a) Strom	11
aa) Marktstruktur bei der Stromerzeugung und Marktmissbrauch – Praxis des Bundeskartellamtes	11
bb) Kapazitätsmärkte	12

	Seite
b) Gas	12
c) Markttransparenzstelle	13
4. Förderung erneuerbarer Energien	13
5. Endkundenmarkt	14
a) Neue Regelungen zum Lieferantenwechsel	14
b) Einführung intelligenter Zähler	14
c) Preismisbrauchskontrolle	15

I. Kurzfassung

Mit ihrem dritten Sondergutachten zur Wettbewerbssituation auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas würdigt die Monopolkommission die erreichten Fortschritte und bestätigt, dass richtige Weichen für mehr Wettbewerb bei Strom und Gas in Deutschland gestellt wurden. Gleichzeitig stellt sie fest, dass trotz der Fortschritte noch Wettbewerbshindernisse bestünden, vor allem auf der Erzeugungsebene im Stromsektor und aufgrund der Konzentration des Gasangebotes auf den vorgelagerten Import- und Großhandelsmärkten im Gassektor.

Das Sondergutachten berücksichtigt bereits die von Bundestag und Bundesrat getroffene Entscheidung über den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2020. Die Monopolkommission analysiert die daraus resultierenden neuen Herausforderungen für Netzstabilität und Versorgungssicherheit sowie bezahlbare Preise. Gleichzeitig erkennt sie die mit dem Ausstieg verbundenen Chancen für den Wettbewerb; mit der abnehmenden Konzentration auf dem Erzeugungsmarkt können neue Anbieter zum Markteintritt animiert werden.

Zusammengefasst trifft die Bundesregierung zum Gutachten der Monopolkommission die folgenden Aussagen:

Verlässliche Rahmenbedingungen in der Energiepolitik

In Übereinstimmung mit der Monopolkommission sieht die Bundesregierung die Schaffung verlässlicher Rahmenbedingungen als wesentliche Grundlage für die Umsetzung der Energiewende und die anstehenden Investitionsentscheidungen. Die Energiewende wird nur gelingen, wenn die Energieversorgung auch in Zukunft bezahlbar und sicher bleibt. In ihrem im Herbst 2010 vorgelegten Energiekonzept hat die Bundesregierung die wichtigsten Ziele der Energiepolitik bis zum Jahr 2050 formuliert. Aufgrund der Ereignisse im japanischen Kernkraftwerk Fukushima wurde unter Berücksichtigung der Empfehlung der eingesetzten unabhängigen Ethikkommission die Entscheidung über den schrittweisen Verzicht auf Stromerzeugung in deutschen Kernkraftwerken bis spätestens 2022 getroffen. Mit dem umfangreichen Gesetzespaket vom Juli 2011 hat die Bundesregierung zügig Maßnahmen eingeleitet, um die Energiewende voranzubringen. Zahlreiche weitere Schritte wurden bereits in Angriff genommen. Weitere Schritte werden folgen.

Rekommunalisierung

Die Bundesregierung teilt insgesamt die Bewertung der Monopolkommission, dass in Bezug auf die Netzebene mit einer Rekommunalisierung durch Rückkauf der Netze ein Einfluss auf die Endverbraucherpreise in Richtung einer Preissenkung kaum möglich ist, da die Netznutzungsentgelte aufgrund der Netzentgeltverordnungen reguliert sind und ohnehin nur einen Bruchteil der Preise ausmachen. Ebenso wird die Auffassung geteilt, dass ein stärkeres kommunales Engagement auf dem Erzeugermarkt zu einer Belebung des Wettbewerbs führen könnte.

Großhandel und Endkundenmärkte bei Strom und Gas

Die Bundesregierung teilt auch die Einschätzung der Monopolkommission, dass sich der so genannte „merit order-Effekt“ der mit Vorrang einzuspeisenden erneuerbaren Energien (EE) grundsätzlich dämpfend auf den Stromgroßhandelspreis auswirkt. Tatsächlich stellt dies aber nur eine Komponente der tatsächlichen Strompreisauswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien dar (die im Verhältnis zu den EE-bedingten Netzausbaukosten, EEG-Umlage, Ausgleichs- und Regelenergieenergiekosten zu bewerten ist). Hinzu kommt, dass der merit order-Effekt in erster Linie den Preis-Spread zwischen Peak- und Offpeak-Strompreisen nivelliert, was den Stromendverbrauchern kaum zugute kommt, und dass im Wettbewerbsmarkt Anpassungsstrategien auf Seiten der Erzeuger zu erwarten sind. Zur Gesamtbetrachtung gehört auch, dass sich der merit order-Effekt hemmend auf Investitionen in besonders flexible Erzeugungskapazitäten und Speicher auswirkt. Werden in der Folge Kapazitätsmechanismen zur Sicherung der Versorgung notwendig, müssen diese den hohen Anforderungen an die Wettbewerbsgleichheit der Kraftwerksbetreiber, der Minimierung von Markteingriffen und der Kosteneffizienz genügen. Die dafür zu erwartenden Kosten würden sich wiederum Strompreis erhöhend auswirken.

Die Bundesregierung begrüßt die Feststellung, dass sich auf den Endkundenmärkten die positive Wettbewerbsentwicklung im Grundsatz fortsetzt, und nimmt zur Kenntnis, dass die Wechselbereitschaft der privaten Endkunden trotz einfacher Wechselmöglichkeiten noch immer verhältnismäßig gering ist.

Sie teilt auch die Auffassung der Monopolkommission, dass sich die Wettbewerbsentwicklung im Gassektor durch die Reduzierung der Marktgebiete positiv gestaltet hat. Die Stärkung des Wettbewerbs zeigt sich auch in einer erhöhten Anzahl von Gasanbietern und der zunehmenden Wechselbereitschaft der Endkunden.

Wettbewerbsaufsicht

Die Monopolkommission befasst sich ausführlich mit der Praxis des Bundeskartellamts (BKartA) im Energiebereich. Sie geht auf die Verfügungen des BKartA zur Begrenzung der Laufzeiten von Gaslieferverträgen von Ferngasunternehmen mit den von ihnen belieferten Weiterverteilern ein. Die Bundesregierung teilt die Einschätzung der Monopolkommission, dass eine Verlängerung dieser Verfügungen derzeit nicht geboten ist. Auch das BKartA hat nach Evaluierung des Marktgeschehens seine 2010 auslaufenden Verfügungen zur Begrenzung der Laufzeiten nicht erneuert, da eine auf Marktmacht basierende Marktverschließung durch neue langfristige Gaslieferverträge vorerst nicht zu erwarten ist.

Die Monopolkommission bewertet weitere Kartellverfahren, die einzelne Vertragskonditionen in Strom- und Gaslieferverträgen zum Gegenstand hatten. Sie sieht bei Weiterverkaufsverböten in Strom- und Gaslieferverträgen grundsätzlich die Möglichkeit einer Wettbewerbsbeschrän-

kung, jedenfalls wenn gleichzeitig so genannte take-or-pay-Klauseln¹ vertraglich festgelegt sind. Sie regt aber an, zu hinterfragen, ob Minderbezugsmengen nicht unabhängig vom Weiterverkaufsverbot an den Sekundärmarkt gelangen.

Die Monopolkommission setzt sich kritisch mit der kartellrechtlichen Marktsegmentierung im Stromerzeugungsmarkt durch das BKartA auseinander. Sie befasst sich ausführlich mit der vom BKartA durchgeführten Sektoruntersuchung Stromgroßhandel und Stromerzeugung, die 2011 vorgelegt worden ist. Sie unterbreitet Vorschläge zur weiteren Beobachtung der Erzeugermärkte und zur Überprüfung der räumlichen Marktsegmentierung. Sie regt an, neben dem Erstabatzmarkt von Strom auch die nachgelagerten Handelsmärkte zu untersuchen und Marktstellungen sowie Missbrauchsmöglichkeiten dort zu bewerten. Die Monopolkommission hält eine differenzierte Betrachtung des Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmarktes für erforderlich, da die klassische Marktanteilsbetrachtung aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes mit Blick auf die Marktmacht nur eine beschränkte Aussagekraft besäße.

Die Monopolkommission bewertet das methodische Vorgehen des BKartA in der Sektoruntersuchung, insbesondere die durchgeführte Pivotalanalyse² zur Messung der Marktmacht der Stromerzeuger sowie die Nachbildung einer Kraftwerkseinsatzsteuerung anhand von erhobenen Kostendaten, mit der das BKartA geprüft hat, ob Hinweise auf eine Strompreismanipulation durch Kapazitätszurückhaltung bestehen.

Die Monopolkommission befasst sich ferner mit kartellrechtlichen Verfahren auf den Energieendkundenmärkten. Sie fordert insoweit eine genauere Begründung dafür, dass das BKartA die sachliche und räumliche Marktsegmentierung auf den Strom- und Gasmärkten unterschiedlich vornimmt. Des Weiteren hält sie quantitative Tests für erforderlich zur Begründung der separaten Abgrenzung von Grundversorgermärkten im Strombereich.

Die Monopolkommission erörtert kritisch die durchgeführten Preismissbrauchsverfahren auf den Endkundenmärkten, z. B. im Heizstrombereich, die auf die besondere Missbrauchsvorschrift des § 29 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) gestützt und durch Zusagenentscheidungen abgeschlossen wurden. Sie kommentiert positiv die Missbrauchsverfahren, die die Vergabe von Konzessionen an Stadtwerke betreffen und sie teilt die Bewertung des BKartA, wonach die vertragliche Verpflichtung, dass durchleitende Energieanbieter stets die höhere Konzessionsabgabe für Tarifkunden statt der

¹ Durch take-or-pay-Klauseln verpflichten sich die Gesellschaften den Produzenten gegenüber, größere Mengen an Strom oder Gas über einen längeren Zeitraum abzunehmen; auch dann, wenn die Nachfrage zurückgeht, müssen die bestellten Mengen bezahlt werden.

² Bei der Pivotalanalyse wird mittels quantitativer Methoden untersucht, wie hoch die jeweils verfügbare Kapazität der großen vier Stromerzeuger im Verhältnis zu der im Zeitablauf stark schwankenden Gesamtnachfrage nach Strom ist.

für Sondervertragskunden zu zahlen haben, als missbräuchlich.

Integration erneuerbarer Energien

Die Bundesregierung begrüßt, dass die Monopolkommission die Ziele der Energiewende grundsätzlich positiv bewertet und insoweit den Ausbau der erneuerbaren Energien ausdrücklich einbezieht. Die Kommission kritisiert, in der Parallelität von Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und EU-CO₂-Emissionshandel komme es nicht zu einem eigenständigen Klimaschutzbeitrag der erneuerbaren Energien und technologieoffene, wettbewerbliche Suchprozesse der effizientesten Förderung erneuerbarer Energien würden behindert. Der Ansatz ist zwar in sich schlüssig, fraglich ist jedoch, ob die Förderung erneuerbarer Energien dadurch ausreichende Anreize bekäme, um weiter ausgebaut zu werden. Zudem soll der durch das EEG geförderte Ausbau der erneuerbaren Energien nicht nur einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, sondern ausdrücklich auch deren wachsenden Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung zum Ziel haben. Das EEG verhindert auch nicht – wie von der Monopolkommission angemerkt – weitere Maßnahmen zur Emissionsminderung, da die EE-Ausbauziele bei der Festlegung der Emissionsobergrenzen berücksichtigt sind.

Die Bundesregierung fühlt sich durch die positive Einschätzung der Monopolkommission zur Ausweitung der Direktvermarktung der erneuerbaren Energien durch das neue Marktprämieninstrument des EEG 2012 darin bestätigt, dass der eingeschlagene Weg grundsätzlich richtig ist. Sie teilt die Bewertung der Kommission, dass es entscheidend darauf ankommt, dass durch dieses Instrument größere Bedarfsgerechtigkeit des EE-Stromangebots und Investitionen in die Flexibilisierung der EE-Stromerzeugung ausgelöst werden. Dies ist im Lichte einer länger währenden Erfahrung mit dem Instrument zu evaluieren.

Dem Vorschlag der Monopolkommission zur Einführung eines Quoteninstruments anstelle des EEG, kann die Bundesregierung nicht folgen. Die Bundesregierung setzt zunächst auf eine Weiterentwicklung der Instrumente des EEG, mit denen Kosteneffizienz- und Flexibilisierungspotenziale realisiert werden können.

II. Ausführliche Stellungnahme

1. Einleitung

Gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Monopolkommission den Auftrag, alle zwei Jahre ein Gutachten über den Stand und die absehbare Entwicklung des Wettbewerbs im Bereich der leistungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Gas vorzulegen. Am 13. September 2011 ist die Monopolkommission diesem Auftrag zum dritten Mal nachgekommen.

Die Bundesregierung hat das von der Monopolkommission am 13. August 2011 veröffentlichte Gutachten dem Deutschen Bundestag und dem Bundesrat zugeleitet. Hiermit nimmt die Bundesregierung nun gemäß § 62 Absatz 2 Satz 2 EnWG zum Gutachten Stellung.

Die Monopolkommission erkennt für den Berichtszeitraum eine erfreuliche Wettbewerbsentwicklung insbesondere auf den verschiedenen Endkundenmärkten. Sie stellt aber auch gleichzeitig fest, dass es vor allem bei den Großhandelsmärkten weiterhin Wettbewerbsdefizite gibt. Insbesondere die Regulierungsstrukturen im Bereich der Gasmärkte sieht die Monopolkommission als entwicklungsbedürftig an. Hinsichtlich der Märkte für erneuerbare Energien kritisiert sie, dass es bei deren marktkonformer Regulierung kaum Fortschritte gibt.

Die Entscheidung über den Ausstieg aus der Kernenergie bewertet die Monopolkommission als Möglichkeit für einen umfassenden energiewirtschaftlichen Strukturwandel. Nach Ansicht der Monopolkommission werde sich der Rückgang des immer noch hohen Konzentrationsniveaus auf den Stromerzeugungsmärkten durch den schnelleren Ausstieg aus der Kernenergie fortsetzen. Sie verweist jedoch auch auf die Herausforderungen im Hinblick auf die Versorgungssicherung und Netzstabilität und fordert in diesem Zusammenhang eine stärkere Koordination in zentralen Fragen der Energiepolitik auf EU-Ebene, um auch in Zukunft Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Mit der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Jahr 2010 hat die Bundesregierung die Bedingungen für einen flächendeckenden Wettbewerb im Gasmarkt erheblich verbessert. Mit der Reduzierung der Marktgebiete wurde die Liquidität des Gasmarktes im Sinne von Angebot und Nachfrage an den Handlungspunkten und die Flexibilität beim Gastransport für die Lieferanten erheblich erhöht.

Mit dem im September 2010 vorgelegten Energiekonzept hat die Bundesregierung die Grundentscheidung getroffen, den Hauptanteil der Energieversorgung in Deutschland in Zukunft aus erneuerbaren Energien zu decken. Der Kernenergie wurde darin nur solange eine Brückenfunktion zugeordnet, bis die erneuerbaren Energien zuverlässig ihre Rolle übernehmen können und die dafür notwendige Energieinfrastruktur ausgebaut ist.

Nach der bis dahin unvorstellbaren Havarie im japanischen Kernkraftwerk Fukushima hat die Bundesregierung entschieden, den Ausstieg aus der Kernenergie zu beschleunigen und bis spätestens 2022 abzuschließen. Sie hat sich insoweit auch an den Vorschlägen der in Anschluss an Fukushima eingesetzten unabhängigen Ethikkommission orientiert.

Im Sommer 2011 hat die Bundesregierung ein umfassendes Gesetzespaket auf den Weg gebracht, mit dem die Energiewende beschleunigt werden soll. Das Gesetzespaket umfasste die Novelle des EnWG, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ (EKFG), das Gesetz zur Förderung der energetischen Gebäudesanierung sowie die Änderung des Atomgesetzes.

Die Bundesregierung stimmt der Monopolkommission zu, dass das Erreichen der ehrgeizigen – nationalen wie

europäischen – Energieziele eine abgestimmte Energiepolitik auf EU-Ebene erfordert. Deutschland beteiligt sich an einem zügigen Ausbau des europäischen Energiebinnenmarktes. Das im Jahr 2009 verabschiedete Dritte Energiebinnenmarktpaket hat Deutschland als eines der ersten Mitgliedstaaten mit der Novelle des EnWG im Sommer 2011 umgesetzt. Auf Grundlage des Dritten Binnenmarktpakets wurde auch die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gegründet, in der die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit den Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten zusammenarbeitet. Daneben arbeitet Deutschland in zahlreichen regionalen Initiativen zur Kopplung der europäischen Stromnetze zusammen (u. a. Pentalaterales Energieforum – Beneluxstaaten, Frankreich, Deutschland und seit 2011 Österreich).

Die nachfolgende Stellungnahme orientiert sich maßgeblich an der Struktur des Sondergutachtens.

2. Netzebene und Regulierung

a) Netzzugang und Regelenenergiemarkt

aa) Strom

Für den Strombereich hat die BNetzA mit Beschluss vom 16. März 2010 die vier Übertragungsnetzbetreiber zur Einführung eines deutschlandweiten Netzregelverbundes verpflichtet, in dem Vorhaltung und Einsatz von Regelenenergie koordiniert werden sollen. Regelenenergie wird für den Ausgleich der permanenten Leistungsungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch benötigt. Mit dem Verbund wird das frühere Gegeneinanderregeln der vier fortbestehenden Regelzonen verhindert; die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung kann reduziert werden.

Die von der BNetzA vorgegebene Regelzonenkooperation wird von der Monopolkommission begrüßt. Gleichwohl erkennt die Monopolkommission ein verbleibendes Risiko für ein bewusstes Gegeneinanderregeln der Verbundunternehmen; sie hat insoweit Bedenken hinsichtlich einer adäquaten Überwachung durch die BNetzA. Die Monopolkommission plädiert daher für die Einrichtung einer einheitlichen Regelzone, um unter der Ägide eines unabhängigen Zentralreglers die ökonomischen Anreize eines übermäßigen Einsatzes von Regelenenergie zu vermeiden.

Auch die BNetzA hatte im o. g. Festlegungsverfahren die Einführung eines sog. Zentralreglers für alle vier Zonen diskutiert und zusätzliche Kostenvorteile durch die Zentralisierung von Aufgaben und Funktionen auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber sowie durch eine Reduzierung des Transaktionsaufwands auf Seiten der Stromlieferanten/Bilanzkreisverantwortlichen gesehen. Die BNetzA hat sich im Rahmen dieses Festlegungsverfahrens für den Netzregelverbund entschieden, weil der Verbund von drei Übertragungsnetzbetreibern bereits während des Verfahrens sukzessive umgesetzt wurde, damit erprobt und ohne längere Umsetzungsfristen auf alle Regelzonen erweitert werden konnte. Die BNetzA machte jedoch deutlich, dass künftig weitere Schritte im Wege einer Optimierung der geltenden Ausschreibungsbedingungen hin zu einer noch

intensiveren Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber möglich sind.

Mit der EnWG-Novelle vom 5. August 2011 wurde mit Ergänzung des § 12 Absatz 1 Satz 1 eine ausdrückliche Regelung eingeführt, die es Betreibern von Übertragungsnetzen ermöglicht, die Regelverantwortung auf Betreiber anderer Übertragungsnetze zu delegieren. Mit dem neuen § 12 Absatz 2 Satz 2 wird die BNetzA ferner ermächtigt, im Rahmen einer Festlegung eine einheitliche Regelzone anzuordnen. Die einheitliche Regelzone kann den deutschlandweiten Stromhandel, Vorlaufzeiten für innerdeutsche Fahrplanänderungen vereinfachen und so eine größere Flexibilisierung der Handelsaktivitäten ermöglichen.

Die BNetzA hat im April 2011 auf Grundlage des § 22 EnWG in Verbindung mit der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) neue Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Beschaffung von Primär- und Sekundärenergie festgelegt. Die Monopolkommission begrüßt den mit dieser Festlegung verbundenen schrittweisen Abbau von Markteintrittsbarrieren.

Mit Einfügung des § 22 Absatz 2 Satz 5 EnWG im Rahmen des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 (im Folgenden „EnWG-Novelle 2011“) wird die BNetzA künftig ermächtigt, in Ergänzung zu der bisher allein vorgesehenen Methode der Ausschreibung auch andere Verfahren zur Beschaffung von Regelenergie vorzusehen. Die Verfahren müssen entsprechend den Anforderungen des Absatzes 1 Satz 1 eine transparente, diskriminierungsfreie und marktorientierte Beschaffung sicherstellen. In Frage kommen dabei insbesondere Verfahren, die eine kurzfristige und flexible Angebotsstellung ermöglichen und bei denen nur der tatsächliche Einsatz, nicht aber die Vorhaltung von Regelenergie vergütet wird. Derartige Verfahren sind bereits im Ausland etabliert. Zur Verwirklichung einer möglichst effizienten Beschaffung sollen diejenigen Verfahren genutzt werden können, die nach den praktischen Erfahrungen der zuständigen Regulierungsbehörde am besten geeignet erscheinen. Ein Abweichen von der bisher vorgesehenen Ausschreibung soll jedoch nur im vorgegebenen Rahmen konkret festgelegter Alternativverfahren möglich sein.

Hinsichtlich Kapazitätsengpässen an den deutschen Außengrenzen begrüßt die Monopolkommission die zunehmende Bewirtschaftung im Wege impliziter Auktionen durch Kopplung von Märkten innerhalb der Region Westeuropa sowie mit den skandinavischen Staaten und fordert in diesem Zusammenhang die Ausdehnung der Marktkopplung auf die osteuropäischen Energiemärkte.

Wesentlich für die am 9. November 2010 erreichte Marktkopplung ist die enge Zusammenarbeit der von Ministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Börsen der am Pentilateralen Energieforum beteiligten Mitgliedsstaaten. Gemäß den Schlussfolgerungen des Europäischen Rats vom 4. Februar 2011 sollen bis 2015 sämtliche europäische Strom- und Gasmärkte im Rahmen einer Preiskopplung verbunden werden.

bb) Gas

Für den Gasbereich hat die BNetzA mit Wirkung zum 1. Oktober 2008 die Vorgaben zur Bilanzierung, Regel- und Ausgleichsenergie im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz geändert und durch ein neues Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) ersetzt. Im April 2011 hat die BNetzA einen Bericht zur Evaluierung der wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems zu § 30 GasNZV vorgelegt und eine deutliche Belebung der Großhandelsmärkte festgestellt. Nach Auffassung der Monopolkommission bildet das mit der GABi Gas durchgesetzte System die Grundlage für transparente und diskriminierungsfreie Strukturen.

Die Bundesregierung teilt die Einschätzung der Monopolkommission, dass das mit GABi Gas durchgesetzte System die Grundlage für transparente und diskriminierungsfreie Strukturen bildet. Seine Einführung hat zu einer Wettbewerbsbelebung geführt, da prohibitive Pönalen bei Unterspeisung, die sich als Markteintrittshindernisse erweisen könnten, abgeschafft wurden. Nach dem auffällig hohen Regelenergiebedarf im Winter 2009/2010 wurden die bei der Preisbildung für Regelenergie heranzuziehenden Referenzpreise durch die BNetzA angepasst, um die Kosten des Systems zu reduzieren. Die GasNZV vom September 2010 ermöglicht es der BNetzA, die Methoden zur Preisbestimmung im erforderlichen Umfang anzupassen. Daneben werden die Themen Bilanzierung und Regel- und Ausgleichsenergie derzeit im Rahmen der Prozesse zur Entwicklung so genannter Netzkodizes nach dem Dritten Binnenmarktpaket diskutiert. Die Arbeiten auf europäischer Ebene laufen derzeit und werden voraussichtlich im Jahr 2013 abgeschlossen sein. Dort wird auch die Methodik zur Bildung der Ausgleichsenergiepreise adressiert werden. Angesichts des mit einer Änderung der Preisbildung verbundenen administrativen und IT-technischen Aufwands sowie den zugehörigen Umsetzungskosten sieht die Bundesregierung in der Zwischenzeit keinen akuten gesetzgeberischen Handlungsbedarf. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund, dass die BNetzA im erforderlichen Umfang Änderungen am System der GABi Gas (einschließlich der Preisfindungsmethode) durch Festlegung vornehmen kann.

cc) EEG-Ausgleichsmechanismus

Die Monopolkommission bewertet die Ansätze der 2010 in Kraft getretenen Ausgleichsmechanismusverordnung (AusgMechV) sowie die sie konkretisierende Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusgMechAV) im Grundsatz positiv. Sie erkennt jedoch Schwächen der Vermarktungsvorgaben im Hinblick auf negative Börsenpreise, die wiederum verstärkt durch den starken Zubau an erneuerbaren Energien entstehen können. Nach Einschätzung der Monopolkommission sollte das Einspeisesystem flexibler gestaltet werden, z. B. durch Ausweitung der Vermarktung von EEG-Strom auf die deutlich liquideren Terminmärkte. Mittel- bis langfristig erachtet die Monopolkommission den grundsätzlichen Wechsel in ein marktnäheres System für unausweichlich.

Die Bundesregierung teilt diese Auffassung teilweise. Ziel des neuen EEG ist es, die steigenden Strommengen aus erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren (§ 1 Absatz 2 EEG). Hierzu muss das Elektrizitätsversorgungssystem flexibilisiert werden und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in größerem Umfang als bisher bedarfsgerecht erfolgen und stärker an Markt und Wettbewerb herangeführt werden. Zu diesem Zweck ist mit dem neuen EEG das Marktprämienmodell für die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien eingeführt worden.

Im Rahmen des Ausgleichsmechanismus bewertet die Bundesregierung darüber hinaus die Umstellung des EEG von physikalischer auf finanzielle Wälzung und Vermarktung der Einspeisemengen an der Strombörse weiterhin positiv. Hierdurch konnten die indirekten Kosten der Vermarktung der EEG-Strommengen gesenkt und die Transparenz hinsichtlich der Kosten des EEG und dem Marktwert der erneuerbaren Energien deutlich verbessert werden.

Eine Ausweitung der Vermarktung des EEG-Stroms auch auf die Terminmärkte ist in diesem Zusammenhang von der BNetzA gutachtlich und im Rahmen eines Konsultationsverfahrens geprüft worden³. Dabei haben sich keine Anhaltspunkte für eine systematische, vorteilhafte Abweichung der Ergebnisse einer Termin- gegenüber einer Spotvermarktung ergeben. Ohnehin müsste eine Terminmarkt-Öffnung dem Fall der Drittvermarktung des EEG-Stroms (das ist die Alternative zur Börsenvermarktung der Einspeisemengen durch die Übertragungsnetzbetreiber) vorbehalten bleiben. Eine Drittvermarktung auch am Terminmarkt bedarf jedoch – wegen gegebenenfalls geringer zu erwartender Effizienzvorteile bei gleichzeitiger Gefährdung der wettbewerblichen Direktvermarktung – derzeit noch der vertieften wissenschaftlichen Untersuchung.

b) Netzentgeltregulierung

Die Bundesregierung teilt die Einschätzung der Monopolkommission, dass die Anreizregulierung so ausgestaltet sein muss, dass ausreichende Anreize für die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur gesetzt werden, um u. a. z. B. eine angemessene Verwendung neuer Technologien (z. B. Hochspannungs-Gleichstromübertragung) oder den Um- und Ausbau der Verteilernetze zu intelligenten Verteilernetzen adäquat abzubilden. Investitionen in die Netze werden u. a. erforderlich, um den zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen und erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix aufnehmen zu können. Es ist Aufgabe des Gesetz- und Ordnungsgebers, die Rahmenbedingungen entsprechend zu setzen und gegebenenfalls erforderliche Nachjustierungen am Regulierungsrahmen im notwendigen Umfang vorzunehmen.

Nach der Einführung der Netzentgeltregulierung im Jahr 2005 und dem Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Jahr 2009 liegen erste Erfahrungen mit dem Regulierungsrahmen vor. Die Bundesregierung hat diese Erfahrungen evaluiert und bereits Maßnahmen ergriffen, mit denen die Investitionsbedingungen im Netzbereich verbessert werden. So wurde mit Inkrafttreten der Änderung der ARegV zum 22. März 2012 der Zeitverzug zwischen Genehmigung und Erlöswirksamkeit von Kapital- und Betriebskosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen (früher Investitionsbudgets) nach § 23 ARegV beseitigt. Aus dieser Änderung folgt, dass die Netzbetreiber nun die Betriebs- und Kapitalkosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme unmittelbar im Jahr ihrer Entstehung, d. h. ohne zeitlichen Verzug von zwei Jahren, über die Netzentgelte refinanzieren können. Der direkte Mittelfluss ist somit sichergestellt. Diese Änderung gilt nur für sog. Investitionsmaßnahmen im Sinne der Anreizregulierung, die derzeit hauptsächlich von Übertragungsnetzbetreibern beantragt werden. Zwar besteht die Antragsmöglichkeit grundsätzlich auch für Verteilnetzbetreiber, allerdings in einem begrenzteren Umfang. Allerdings sind auch im Verteilnetzbereich zukünftig Investitionen in die Infrastruktur erforderlich, z. B. um Verteilernetze zu „intelligenten Netzen“ auszubauen. Der tatsächliche Um- und Ausbaubedarf kann jedoch derzeit nicht beziffert werden. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat daher eine Studie in Auftrag gegeben, die den Um- und Ausbaubedarf im Verteilnetz ermitteln soll. Zudem prüft die Bundesregierung, ob daneben weitere Änderungen des Regulierungsrahmens notwendig ist, um die Rahmenbedingungen auf Verteilnetzebene weiter zu verbessern. Es ist beabsichtigt, am Ende eines umfassenden Konsultationsprozesses mit den Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Verbänden unter Einbeziehung der vorliegenden Ergebnisse der Plattform „Zukunftsfähige Netze“ beim BMWi, die ARegV im Jahr 2012 zu novellieren.

Für Ausbau- und Erweiterungsinvestitionen können die Netzbetreiber im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen zusätzlich eine Betriebskostenpauschale als nicht beeinflussbare Kosten in der Erlösobergrenze ansetzen. Diese Kosten sind für die Dauer des Investitionsprojektes vom Effizienzvergleich ausgenommen, können also in voller Höhe an die Netzkunden weitergegeben werden. Erst wenn die Anlagen komplett in Betrieb genommen worden sind, gehen die Kosten in den Effizienzvergleich für die darauf folgende Regulierungsperiode ein. Um den Besonderheiten von Investitionen in Offshore-Netzanbindungen sowie Erdgasverdichtern und GDRM-Anlagen Rechnung zu tragen, hat die BNetzA für diese Anlagengüter, abweichend von der gesetzlich vorgegebenen Betriebskostenpauschale in Höhe von 0,8 Prozent, deutlich höhere Pauschalen festgelegt (für Offshore-Anlagen 3,4 Prozent, für Erdgasverdichter 5,2 Prozent und für GDRM-Anlagen 5,8 Prozent). Die Bundesnetzagentur beobachtet die Wirkungen der Regulierungspraxis für Offshore Netzinvestitionen kontinuierlich und nimmt erforderlichenfalls notwendige Anpassungen vor.

³ Evaluierungsbericht der BNetzA zur AusgleichsmechanismusVO http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGsetz/EvaluierungsberichtAusglMech_V_Basepage.html?jsessionid=348481B103B8541A7A5742EA2412BAF7?nn=135464

In Bezug auf die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen durch die BNetzA geht die Monopolkommission auf deren Praxis hinsichtlich des Abzugs des Betrages zur Vermeidung von Doppelanerkennungen (BVD) ein und schlägt eine Beibehaltung dieser Praxis im Rahmen einer expliziten Regelung in der ARegV vor.

Soweit die Monopolkommission auf Elemente der Regulierungspraxis der BNetzA hinweist, die aus Sicht der betroffenen Netzbetreiber kritikwürdig seien (z. B. Betrag von Doppelanerkennungen), weist die Bundesregierung darauf hin, dass diesbezüglich bereits höchstrichterliche Entscheidungen vorliegen, die bei der weiteren Regulierung Berücksichtigung finden werden. Grundsätzlich werden gemäß § 23 ARegV Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt. In Folge der Rechtsprechung des Oberlandesgerichts Düsseldorf erfolgt die Abgrenzung von Ersatzinvestitionen nicht länger über den Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen, sondern über einen einzelfallbezogenen, pauschalen Ersatzanteil. Die Abgrenzung der Maßnahmen in solche ohne bzw. mit Ersatzanteil erfolgt anhand einer netzwirtschaftlich technischen Betrachtung.

Darüber hinaus empfiehlt die Monopolkommission grundsätzlich großzügigere Anerkennungsmöglichkeiten für Investitionsmaßnahmen im Rahmen der ARegV, etwa indem das Genehmigungsverfahren im Hinblick auf mögliche Abschlüsse stärker standardisiert wird und Abschlagsmöglichkeiten in der ARegV enumerativ eingegrenzt werden. Im Gegenzug dazu könnte der Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen auf Kosten von Investitionsmaßnahmen erweitert werden.

Hinsichtlich der angeregten grundlegenden Umgestaltung der Anreizregulierung als solcher teilt die Bundesregierung die Auffassung der Monopolkommission, dass auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus der Regulierungspraxis eine Analyse der Regulierungsmethodik vorgenommen werden sollte. Die von der BNetzA gemäß der ARegV zu unterbreitenden Vorschläge zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollen eine wesentliche Grundlage für die Diskussion darüber sein, ob und in welchem Umfang eine Anpassung der Anreizregulierung erfolgen soll.

Die Kosten für die Aufnahme von Fremdkapital werden bei der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen in ihrer tatsächlichen Höhe anerkannt, soweit diese marktüblich sind. Darüber hinaus erhalten Netzbetreiber für Ausbau- und Erweiterungsinvestitionen eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung von 9,05 Prozent vor Steuern. Bei der Berechnung der kalkulatorischen Rendite werden für Neuinvestitionen maximal 40 Prozent Eigenkapital anerkannt und entsprechend mit der kalkulatorischen EK-Rendite von 9,05 Prozent verzinst. Sollte der Eigenkapitalanteil über 40 Prozent hinaus gehen, so wird dieses überschüssige Eigenkapital wie Fremdkapital behandelt. Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass das Verfahren zur individuellen Ermittlung der Eigenkapitalquote einerseits einen hohen Regulierungsaufwand verursacht und mit Schwierigkeiten verbunden ist und an-

dererseits fraglich ist, ob hiermit überhaupt sinnvolle Lenkungswirkungen zu erzielen sind. Sie schlägt daher vor, statt der individuellen Ermittlung der Eigenkapitalquote eine fixe kalkulatorische Eigenkapitalquote von z. B. 40 Prozent vorzusehen. In der Folge bezöge sich die Regulierung faktisch auf die Gesamtkapitalrendite, wodurch die Netzbetreiber ihre Kapitalstruktur individuell optimal wählen könnten.

Die Bundesregierung stimmt mit der Monopolkommission in der Einschätzung überein, dass ein wesentlicher Anreiz für die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber die zu erwartende Verzinsung ist. Die geltende Rechtslage erlaubt den Übertragungsnetzbetreibern bei Investitionsmaßnahmen, ihre Kapitalstruktur innerhalb der Regulierungsperiode den Erfordernissen anzupassen. Durch die Berücksichtigung der Kapital- und Betriebskosten einer Investitionsmaßnahme in den Erlösobergrenzen ohne Zeitverzug und ohne den Abzug des BVD sowie unter Berücksichtigung einer adäquaten Verzinsung wurde erreicht, dass die Bedingungen für Investitionen in die deutschen Übertragungs- und Ferngasnetze in der Anreizregulierung verbessert wurden.

c) Netzausbau

aa) Strom

Gelingen kann der Umbau der Energieversorgung nur durch die Modernisierung und den Ausbau des Stromnetzes. Die Bundesregierung fördert daher den Netzausbau. Aufbauend auf dem NABEG sollen in 2012 Verordnungen verabschiedet werden, die die Genehmigungsverfahren vereinfachen und beschleunigen. Im Sommer 2012 müssen die Netzbetreiber den Netzentwicklungsplan vorlegen, der die Entwicklung der Stromtrassen in den nächsten zehn Jahren beschreibt. Ein entsprechender Entwurf wurde am 31. Mai 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern in die öffentliche Konsultation gegeben. Die öffentliche Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber wurde am 10. Juli 2012 abgeschlossen. Derzeit läuft die Konsultation des Entwurfs durch die Bundesnetzagentur.

Die Monopolkommission warnt im Hinblick auf die Lösung von Netzengpässen bei der Ausweitung der Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien vor einer Fokussierung auf den Netzausbau und weist auf Alternativen hin, z. B. die stärkere regionale Steuerung der Energieeinspeisung oder die Schaffung von mindestens zwei Preiszonen in Form eines Engpassmanagements mithilfe impliziter Auktionen. Sollte sich eine Überschuss- und eine Defizitregion herausbilden, würde dies einen Anreiz für Kraftwerksbetreiber bedeuten, sich in der Defizitregion anzusiedeln. Innerhalb einer Preiszone würden aufgrund des einheitlichen Preises kaum Anreize zur Beseitigung eines Engpasses bestehen. Darüber hinaus sieht die Monopolkommission auch Redispatchmaßnahmen als eine mögliche Option, Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden, ebenso wie den Einsatz von Speichern.

Die BNetzA hat im Oktober 2011 ein von ihr in Auftrag gegebenes Gutachten veröffentlicht, das die Bedeutung etablierter nationaler Preiszonen für die Integration des

europäischen Strommarkts untersucht (von Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH (Consentec) und Frontier Economics Ltd. unter dem Titel „Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung“ erstellt). Darin sprechen sich die Gutachter insbesondere gegen eine Aufteilung des deutsch-österreichischen Marktgebiets aus. Das Gutachten zeigt, dass bereits die Voraussetzungen für eine Aufteilung des Marktgebiets Deutschland-Österreich nicht gegeben sind, da dessen Situation nicht von einem strukturellen und nachhaltigen Engpass gekennzeichnet ist. Auch die teilweise vermutete „Verschiebung“ etwaiger innerdeutscher Engpässe an die Außengrenzen bestätigen die Gutachter nicht. Die Einführung einer Marktteilung würde zudem die Marktmacht großer Stromerzeuger in einem Maße erhöhen, das für einen funktionsfähigen, effektiven Wettbewerb nicht mehr tragbar wäre. Damit wären negative Auswirkungen auf die Marktliquidität verbunden und die Referenzwirkung der EEX-Preise (EEX – European Energy Exchange – Handelsplatz für Energie und energienahe Produkte) für Nachbarländer oder andere europäische Länder würde beeinträchtigt. Eine Teilung des deutschen Markts hätte tendenziell einen negativen Effekt auf den unstreitig dringend benötigten Netzausbau zur Integration des aus EE erzeugten Stroms. Eine Marktteilung würde einen hohen Aufwand und hohe Investitionen von allen Beteiligten erfordern, die dann für den Netzausbau nicht mehr zur Verfügung stünden. Eine Marktteilung könnte zwar zu einem geringfügig effizienteren Kraftwerkseinsatz führen. Im Vergleich zu den Nachteilen in Gestalt des Risikos ineffizienter Investitionen, einer geringeren Marktliquidität sowie der Marktmachtsgefahren auf Erzeuger- und Großhandelsebene fällt dieser Nutzen allerdings deutlich weniger ins Gewicht.

Im Lichte dieser Analyse hat die Bundesregierung grundsätzlich kein Interesse an der Bildung unterschiedlicher Gebotszonen in Deutschland. Netz- und Kapazitätsprobleme löst eine solche Zweiteilung nicht, sondern schiebt sie nur auf die lange Bank. Dem möglichen Zeitgewinn stehen erhebliche Kosten für das System als Ganzes gegenüber (Reduzierung nötiger Liquidität im Markt, Schwächung des Wettbewerbs (weniger Hedging-Möglichkeiten), Preisdruck gerade in den Lastzentren im Süden (betr. v. a. Industriestrompreis), hohe Implementierungskosten (Umstellung von Langzeitverträgen), Anpassungsdruck auf bundesweite Umlagesysteme (EEG, KWK).

Die Bundesregierung stimmt mit der Monopolkommission überein, dass sich durch die Schaffung eines Smart Grid (intelligentes Netz) im Weges des Einsatzes moderner Informations- und Kommunikationstechnologien positive Effekte für den Wettbewerb zeitigen werden; auch Entlastungen beim Netzausbau sind möglich. Zentrale Rechtsbausteine in einem Konzept für intelligente Netze, die das BMWi noch in 2012 angehen wird, werden die Novelle der Messzugangsverordnung (MessZV), eine Verordnung zu einem intelligenten Lastmanagement (Verordnung gemäß § 14a Satz 3 zweiter Halbsatz in Verbindung mit § 21 Absatz 1 Nummer 9 EnWG) sowie die

Novelle der StromNZV mit Erleichterungen für variable Tarife sein. Allerdings erfordert der Um- und Ausbau der Verteilernetze hin zu intelligenten Netzen auch eine Neukonzipierung bzw. Überprüfung etablierter Marktrollen. Es wird genau zu überlegen sein, wer z. B. zum Lastmanagement berechtigt ist: der Netzbetreiber oder ein Akteur aus dem nicht regulierten Bereich. Die Bundesregierung strebt hier ein wettbewerbsdienliches Modell an.

Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Monopolkommission, dass der Ausbau des Stromnetzes sich nicht ausschließlich auf die Übertragungsnetzebene fokussieren darf. Neben dem Ausbau der Stromtrassen auf der Übertragungsnetzebene ist der richtige Grad an Modernisierung in den Verteilernetzen in Zukunft entscheidend für den Umbau der Energieversorgung. Politische Entscheidungen mit Blick auf den Um- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen in den nächsten Jahren benötigen eine belastbare Datengrundlage. Das BMWi wird deshalb in Kürze eine Studie in Auftrag geben, die den Um- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen beziffern und das Potential von intelligenter Netzausrüstung bewerten soll. Ziel sind klare Vorstellungen davon, wie der Um- und Ausbau der Verteilernetze in den nächsten 20 Jahren idealerweise auszusehen hat, was er kostet und welcher rechtliche Rahmen erforderlich, aber auch ausreichend ist, um ihn bewältigen zu können. Auch Antworten auf Fragen der effizienten Organisation zur Bewältigung notwendiger Um- und Ausbaumaßnahmen sollen beantwortet werden. Erste Ergebnisse der Studie werden Ende 2012 erwartet.

Beim Ausbau der Stromnetze führt die Bundesregierung einen engen Dialog mit allen betroffenen Gruppen. In der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ bringt das BMWi Vertreter von Bund, Ländern, Netzbetreibern, Wirtschafts-, Verbraucher- und Umweltverbänden an einen Tisch. Die Plattform kommt viermal im Jahr zusammen.

Um insbesondere Offshore-Anlagen mit Windenergie schneller anzuschließen, hat der Bundeswirtschaftsminister im Januar 2012 eine gesonderte Arbeitsgruppe (AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung) initiiert. In ihr sind neben den Regierungsbehörden (BMWi, Bundesumweltministerium (BMU), Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und BNetzA) Netzbetreiber, Vertreter von Offshore-Windparks, der Zulieferindustrie und der Versicherungsbranche vertreten. Die Arbeitsgruppe hat konkrete Handlungsempfehlungen für die Optimierung der Anbindung von Offshore-Windparks entwickelt. Auf dieser Grundlage wird die Bundesregierung kurzfristig eine Haftungsbeschränkung für Übertragungsnetzbetreiber beim Anschluss an Offshore-Windparks vorschlagen, um Investitionsrisiken zu senken.

bb) Gas

Gemäß § 15a EnWG haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber jährlich einen Netzentwicklungsplan für das Gasnetz zu erstellen. Der erste Planentwurf des „Netzentwicklungsplans Gas 2012“ ist der BNetzA am 2. April

2012 vorgelegt worden. Der Versorgungsengpass im Februar 2012 hat deutlich gemacht, dass zum Beispiel für die Stromversorgung systemrelevante Gaskraftwerke feste Kapazitäten an den Gasversorgungsnetzen erhalten sollten. Der Netzentwicklungsplan enthält einen Maßnahmenkatalog zum bedarfsgerechten Ausbau der Fernleitungen, zur Schaffung neuer Kapazitäten und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.

Aus der Sicht der Bundesregierung wird der Forderung der Monopolkommission, verschiedene Optionen der Lösung von Kapazitätsengpässen im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse gegeneinander abzuwiegen, durch den Netzentwicklungsplan und die derzeit laufende Konsultation mit allen Marktteilnehmern ausreichend nachgekommen. Die Konsultation zielt auf Einschätzungen zu einem effizienten Kapazitätsmodell (z. B. feste frei zuordenbare Kapazitäten soweit wie möglich versus Kosten des hierzu nötigen Netzausbaus) und zu Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Kraftwerksprojekte ab.

d) Entflechtung

Die Transportnetze sollen im Energiebereich als ein neutraler Marktplatz agieren, der die Voraussetzung für flächendeckenden funktionierenden Wettbewerb über alle Kundengruppen schafft bzw. verbessert. Wesentliche Voraussetzung, um diese Ziele zu erreichen, ist die effektive Trennung der grundsätzlich dem Wettbewerb zugänglichen Bereiche Erzeugung von Elektrizität bzw. Produktion von Gas und Vertrieb von Elektrizität bzw. Gas vom natürlichen Monopol Transportnetz. Mit Umsetzung des Dritten Energiebinnenmarktpakets wurden die Anforderungen an die Eigenständigkeit der Transportnetzbetreiber Strom und Gas vom Erzeuger/Lieferanten durch umfassende strukturelle Vorgaben für die Transportnetzbetreiber weiter gestärkt. Mit der EnWG-Novelle 2011 wurden die in den Richtlinien vorgesehenen drei gleichwertigen Entflechtungsoptionen (eigentumsrechtliche Entflechtung, Unabhängiger Systembetreiber, Unabhängiger Transportnetzbetreiber) umgesetzt. Transportnetzbetreiber müssen sich zudem einem besonderen Zertifizierungsverfahren unterziehen. Diese Verfahren sind derzeit noch anhängig.

Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die Regelung des § 46 EnWG noch nicht an die entflechtungsrechtlichen Vorgaben angepasst worden ist, indem sie an das „Energieversorgungsunternehmen“ statt an den „Netzbetreiber“ anknüpft. Die Netzbetreiber sollten die Wegenutzungsrechte als Gegenstand des Konzessionsvertrages selbst vertraglich vereinbaren und nicht auf die Überlassung durch die Muttergesellschaft oder das integrierte Vertriebsunternehmen angewiesen sein.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 für die Beibehaltung der Anknüpfung an das „Energieversorgungsunternehmen“ entschieden. Im Rahmen der Entflechtung sind auch sog. Pachtmodelle zulässig, bei denen die Verteilungsanlagen im Rahmen eines Pachtvertrages von der Muttergesellschaft als Eigentümerin der Anlagen an den Netzbetreiber überlassen werden. Darüber hinaus können Energieversorgungsunternehmen

in Bezug auf den Netzbetrieb sog. Netzkooperationen eingehen, um Entflechtungsvorgaben zu erfüllen oder Synergie zu heben. Im Falle einer Anknüpfung an den „Netzbetreiber“ müsste diesem das Eigentum an den Verteilungsanlagen übertragen werden, da der Netzbetreiber selbst nach Ablauf des Konzessionsvertrages zur Herausgabe des Eigentums verpflichtet wäre.

e) Rekommunalisierung

Die Monopolkommission äußert sich verhalten gegenüber dem aktuell zu verzeichnenden Trend zur Rekommunalisierung in der Energiewirtschaft. Unter Rekommunalisierung wird allgemein (auch von der Monopolkommission) der Übergang der Energieversorgung aus privater Hand in die Hände der Städte und Gemeinden verstanden, z. B. durch die Neugründung von Stadtwerken, den Rückkauf von Anteilen an Energieversorgungsunternehmen durch die Kommunen sowie den Erwerb von Konzessionen für die Wegenutzung zum Betrieb der Leitungsnetze durch kommunale Unternehmen. Auf der Netzebene wird der Rekommunalisierungstrend dadurch befördert, dass in den kommenden Jahren eine Vielzahl von Konzessionsverträgen ausläuft.

Insgesamt kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass sich die Tätigkeit von Kommunen bei der Energieversorgung nicht mit Effizienzargumenten rechtfertigen lasse. Die von Kommunen durch eine Rekommunalisierung erhofften Einflussmöglichkeiten fielen bei näherer Betrachtung tatsächlich oft geringer als erwartet aus. Preissetzungsspielräume bei einem (Rück-)Kauf des Strom- oder Gasnetzes sind wegen der Netzentgeltregulierung durch die BNetzA begrenzt. Nach einer von der Monopolkommission durchgeführten empirischen Untersuchung der Tarife auf dem Stromendkundenmarkt hätten sich keine Hinweise auf positive Wettbewerbseffekte kommunaler Stromanbieter gezeigt. Sie zählten eher selten zu den günstigsten Anbietern auf dem Markt. Die günstigsten Tarife fanden sich bei privaten Anbietern, die nicht von den vier großen Stromerzeugern kontrolliert wurden. Nach Auffassung der Monopolkommission legten diese Ergebnisse eine kritische Beurteilung der Rekommunalisierungsbestrebungen nahe.

Auch zur Erreichung anderer Ziele, etwa im Bereich der Sicherheit, Qualität oder Umweltfragen, ist nach Ansicht der Monopolkommission keine eigene staatliche, unternehmerische Tätigkeit erforderlich. Sie weist auf die stets vorhandene Möglichkeit des Staates hin, privaten Marktteilnehmern entsprechende Anforderungsprofile, z. B. zu Emissionseinsparungen, zur Einhaltung vorzugeben oder sie mit Förderprogrammen zu verfolgen.

Die Monopolkommission hält eine Aufgabenwahrnehmung und -ausweitung öffentlicher Aufgabenträger zudem generell für nicht unproblematisch. Es gebe typische Ineffizienzen und es bestehe ein grundsätzlicher Interessenskonflikt für den Staat, der einerseits wettbewerblich effiziente Rahmenbedingungen schaffe, und andererseits in Form der kommunalen Unternehmer von dieser Politik betroffen wäre.

Lediglich in Bezug auf die Erzeugerebene sieht die Monopolkommission in einer Rekommunalisierung Potential für eine Belebung des Wettbewerbs auf dem Erzeugermarkt, die die dominante Stellung der vier großen Energieerzeuger aufweichen könnte. Diese Einschätzung wird vom BKartA geteilt. Die Monopolkommission stellt jedoch fest, dass die Rekommunalisierungsbestrebungen bislang vorwiegend auf die Wertschöpfungsstufen Netz und Vertrieb beschränkt sind.

Hinsichtlich der Rekommunalisierung des Netzes und der Vergabe von Konzessionen für die Wegenutzung zum Betrieb der Verteilernetze an die Kommune hat das BKartA in der öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestages zur Rekommunalisierung der Energieversorgung am 24. Januar 2011 (Bundestagsdrucksachen 17/3649, 17/3671 und 17/3182) zudem auf die Gefahr hingewiesen, die von einer zu starken Fragmentierung bzw. Zersplitterung der Verteilernetzlandschaft ausgehen und zu einem daraus resultierenden Anstieg von Kosten und Netzentgelten führen könnte. Verteilernetze unterhalb einer gewissen Größenordnung könnten unter bestimmten Bedingungen Effizienz Nachteile beim Netzbetrieb und einen erhöhten Regulierungsaufwand nach sich ziehen. Dies kann nach Auffassung von BKartA und BNetzA zu höheren Kosten für die Netznutzer führen und den Wettbewerb auf den Vertriebsmärkten hemmen. Diese Feststellung haben die beiden Behörden bereits in ihrem gemeinsamen Leitfaden zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen vom 15. Januar 2011 getroffen.

Die Bundesregierung weist zu Letzterem darauf hin, dass die Kommunen bei der Vergabe von Konzessionen die Ziele einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung, wie sie in § 1 EnWG verankert sind, zu berücksichtigen haben. Im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 wurde in § 46 Absatz 3 Satz 5 EnWG eine entsprechende Verpflichtung ausdrücklich verankert.

Im Übrigen schließt sich die Bundesregierung der Bewertung an, dass ein stärkeres kommunales Engagement im Bereich der Erzeugung zu einer wünschenswerten Belebung des Wettbewerbs führen kann. Über eine Rekommunalisierung des Netzes könnte ohnehin nur wenig Einfluss auf die Höhe der vom Endkunden zu zahlenden Strompreise genommen werden, da die Netze auch nach einer Rekommunalisierung ein natürliches Monopol darstellen, das der Regulierung unterliegt.

f) Bahnstrom

Für den Bereich der Bahnstromnetze fordert die Monopolkommission eine grundsätzliche Anpassung der Regulierung zur Verbesserung der Wettbewerbsverhältnisse in diesem Sektor. In der Frage, ob das Bahnstromfernleitungsgesetz dem EnWG und damit der Regulierung durch die BNetzA unterliegt oder dessen Anwendung durch das Allgemeine Eisenbahngesetz (AEG) ausgeschlossen wird, hat der Bundesgerichtshof aufgrund eines von der BNetzA eingeleiteten Verfahrens mit Urteil vom 9. November 2010 (Az. EnVR 1/10) die Anwendung des EnWG bejaht. Die BNetzA hat in Folge der o. g. Ent-

scheidung die von der DB Energie GmbH für die Jahre 2005 bis 2008 vorgelegten Entgeltgenehmigungsanträge geprüft und entsprechende Entgeltgenehmigungen auf der Basis der Vorgaben des EnWG und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erteilt. Für die Jahre 2009 ff. wurden Erlösobergrenzen nach Maßgabe der ARegV bestimmt. Dementsprechend sind hinsichtlich der Netzentgelte für das Bahnstromfernleitungsnetz die Vorgaben des EnWG vollumfänglich umgesetzt.

Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass sowohl die von der DB Energie GmbH angewendeten Ausgleichsenergiebestimmungen als auch die Vergütung für rückgespeisten Bremsstrom zu Wettbewerbshindernissen führt. Inwieweit Anpassungen der Praxis der DB Energie GmbH auf Grundlage der StromNZV erforderlich sind, ist durch die BNetzA zu prüfen.

Die Monopolkommission hat ihre bereits in früheren Gutachten geäußerte Kritik am Mengenrabattsystem des Bahnstrom-Vollversorgungsprodukts erneuert. Es wirke wie eine offene Preisdiskriminierung zum Nachteil der Wettbewerber der Deutschen Bahn AG. Hierzu hat zwischenzeitlich die EU-Kommission ein förmliches Kartellverfahren gegen die DB AG und die DB Energie GmbH eingeleitet. Die EU-Kommission prüft insbesondere, ob die Rabatte für Bahnstrom gegen Artikel 102 AEUV verstoßen.

Die DB Energie GmbH hat im März 2012 eine Neuordnung der Bahnstrompreise angekündigt, nach der ab 2013 die kritisierten Rabattregeln wegfallen.

Im Rahmen der Arbeiten zum Gesetz zur Neuordnung der Regulierung im Eisenbahnbereich (Eisenbahnregulierungsgesetz) wird die Thematik Bahnstrom einer Überprüfung unterzogen, inwieweit die bisherigen Regelungen einen wirksamen Wettbewerb gewährleisten.

3. Erzeugung und Großhandel

a) Strom

aa) Marktstruktur bei der Stromerzeugung und Marktmissbrauch – Praxis des Bundeskartellamtes

Die Monopolkommission referiert als Ergebnis der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel des BKartA, die im Januar 2011 veröffentlicht wurde, dass die Wettbewerbssituation auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von Strom weiterhin unbefriedigend sei.

Die Kommission würdigt die Bewältigung der komplexen Aufgabe einer solchen Sektoruntersuchung. Sie weist aber auf ihrer Meinung nach gegebene Auffälligkeiten und Probleme der Untersuchung hin und schlägt dafür Lösungen vor. So erkennt sie an, dass das BKartA mit der Anwendung des RSI (dem Residual Supply Index⁴) für die Konzentrationsmessung ein empirisch fundiertes

⁴ Der Residual Supply Index gilt als Indikator für die Messung von Marktmacht auf dem Stromerstattungsmarkt; er misst zugleich die Konzentration auf diesem Markt.

Konzentrationsmaß gewählt hat, das den Besonderheiten des Strommarktes besser als anderer etablierte Konzentrationsmaße gerecht werde. Sie hält es jedoch für wünschenswert, künftig weiterführend verhaltensbasierte Modelle (Ex-ante- und Ex-post-Simulationen) anzuwenden. Verhaltensbasierte Modelle erlaubten ein besseres Verständnis für den Strommarkt und würden den Blick öffnen für wichtige strategische und dynamische Effekte. Ex-ante könnten Anreize für einen Marktmachtmissbrauch identifiziert und ex-post Muster in verschiedenen Aktionsparametern aufgespürt werden. Die Monopolkommission fordert bei zukünftigen Untersuchungen die Vorhaltung ausreichender Ressourcen für eine Überprüfung technischer Aspekte. Ihr hatte der hohe Anteil ausgefallener Kraftwerkskapazitäten von durchschnittlich einem Viertel aller Erzeugungskapazitäten Anlass zur Skepsis gegeben. Die Monopolkommission hält es zudem für dringend geboten, dass zukünftig die Angaben hinsichtlich technischer Restriktionen näher plausibilisiert werden. Nach Auffassung der Monopolkommission sollten ferner die Prüfalgorithmen zur Kraftwerkseinsatzsteuerung, mit denen das BKartA geprüft hat, ob Hinweise auf Strompreismanipulationen mithilfe von Kapazitätszurückhaltungen bestehen, besser dokumentiert werden und mit Blick auf die Verrechnung von sprungfixen Kosten und Zeitinkonsistenzen geprüft werden.

Die Bundesregierung hält die durchgeführte Sektoruntersuchung und die aus ihr abzuleitenden Erkenntnisse für sehr hilfreich, um weiterhin die Bestrebungen zur Wettbewerbsbelebung auf den Stromerzeugungs- und Stromgroßhandelsmärkten voranzutreiben. Sie begrüßt auch die sorgfältige Analyse der Untersuchung durch die Monopolkommission. Nach Einschätzung der Bundesregierung werden Anregungen und Verbesserungsvorschläge künftig im Rahmen der Arbeit der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas beim BKartA umgesetzt werden können. Den Gesetzentwurf zur Einrichtung der Markttransparenzstelle hat die Bundesregierung Anfang Mai 2012 beschlossen. Er soll quasi eine laufende Sektoruntersuchung ermöglichen. Mit Ausstattung der Markttransparenzstelle können auch die von der Monopolkommission geforderten Ressourcen zur Überprüfung der Angaben über technische Restriktionen geschaffen werden.

bb) Kapazitätsmärkte

Die Bundesregierung teilt die Zurückhaltung der Monopolkommission hinsichtlich der Vorschläge für die Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Verbesserung der Bedingungen von Kraftwerksinvestitionen. Die Kommission erkennt das Problem, dass die aktuelle Marktstruktur (sog. energy only-Markt) gegebenenfalls nicht in der Lage ist, langfristig hinreichend Kraftwerksinvestitionen anzureizen, sieht aber noch erheblichen Forschungsbedarf, nicht nur zu der Frage, ob überhaupt ein Anreizproblem vorliegt, sondern auch dazu, ob Kapazitätsmechanismen eine sinnvolle Lösung bieten können. Im Ergebnis regt sie eine Befassung mit dem Thema auf europäischer Ebene an.

Auch nach Auffassung der Bundesregierung sollten angesichts des unzureichenden Kenntnisstandes und der hohen Kosten von Kapazitätsmärkten die Grundlagen für die Einführung entsprechender Mechanismen zunächst grundsätzlich untersucht und diskutiert werden, um ein vorschnelles Handeln zu vermeiden. Das BMWi ist im sogenannten Kraftwerksforum zu dieser Frage daher in einem ständigen Austausch mit den Ländern und den betroffenen Verbänden. In diesem Rahmen hatte das BMWi bereits im Frühjahr 2012 eine Studie vorstellen lassen, die das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des BMWi zum zukünftigen Strommarktdesign erstellt hatte. Auf Grundlage detaillierter Stellungnahmen der Teilnehmer des Kraftwerksforums hat das BMWi auf der nachfolgenden Sitzung am 19. Oktober 2012 einen zusammenfassenden Bericht vorgestellt. Die Teilnehmer traten im Übrigen für einen langfristig tragfähigen Rahmen des Strommarktes ein.

b) Gas

Die Monopolkommission erkennt an, dass sich insbesondere infolge der Zusammenlegung der ehemals zersplitterten Marktgebiete auf nunmehr insgesamt drei die Liquidität an den deutschen Handelsplätzen deutlich verbessert hat.

Die Bundesregierung weist darauf hin, dass sich die Gasmärkte seit dem Gutachtenzeitraum bereits weiter entwickelt haben. Es ist gelungen, die Zahl der Marktgebiete weiter zu reduzieren, so dass es inzwischen in Deutschland lediglich noch zwei Marktgebiete gibt. Dies hat sich nach Auffassung der Bundesregierung ebenfalls positiv auf die Liquidität an den deutschen Handelsplätzen ausgewirkt. Seit Anfang April 2012 gelten in Deutschland neue Regelungen zur Bewirtschaftung von Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, insbesondere für die Auktionierung kurzfristiger Kapazitäten. Zwar liegen noch keine umfassenden Erfahrungen mit dem veränderten Kapazitätsbewirtschaftungssystem vor, es ist aber davon auszugehen, dass sich dies ebenfalls positiv auf die Wettbewerbsdynamik auswirken wird. Zudem ist auch zu berücksichtigen, dass seit dem Inkrafttreten des Dritten Binnenmarktpaketes zunehmend über weitere Harmonisierungen wichtiger Elemente des Gasnetz Zugangs, z. B. Kapazitätsbewirtschaftung, diskutiert wird. Die Bundesregierung beteiligt sich aktiv an diesen Diskussionen, so dass dem Anliegen der Monopolkommission, auch europäische Aspekte der Marktregulierung zu bedenken, bereits angemessen Rechnung getragen wird.

Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Monopolkommission, dass auf der Importstufe eine große Abhängigkeit von den Produzenten besteht. Eine weitere Zunahme des LNG-Handels (LNG – Flüssigerdgas) kann die Wettbewerbssituation sowohl unter Mengen- als auch Preisgesichtspunkten fördern. Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Monopolkommission, dass neben dem LNG-Handel auch eine weitere Diversifizierung der Pipelineimportinfrastruktur erforderlich ist.

Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Monopolkommission, dass die Ölpreisbindung in den langfristigen Importverträgen weiter unter Druck gerät und in Zukunft marktnahe Preisgestaltungsmodelle gefunden werden.

c) Markttransparenzstelle

Die Monopolkommission befürwortet auch vor dem Hintergrund, dass die europäische Regulierungsbehörde ACER auf Grundlage der EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandels (REMIT-Verordnung) mit der Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte beauftragt ist, weiterhin die – ggf. zeitlich begrenzte – Einrichtung einer deutschen Markttransparenzstelle. Deren Mehrwert würde in der Abstimmung mit den zuständigen nationalen Behörden sowie einer zügigen Arbeitsaufnahme bestehen. Nach Auffassung der Kommission sollte diese Behörde unabhängig sein und allenfalls organisatorisch dem BKartA oder der BNetzA angegliedert werden. Die Monopolkommission befürwortet zudem eine enge Zusammenarbeit mit den französischen Behörden, gemeinsam als Vorreiter für regulierungspraktisch weniger fortgeschrittene Nachbarstaaten zu wirken. In diesem Zusammenhang empfiehlt die Kommission auch eine enge Kooperation von BKartA und BNetzA im Rahmen der mit der EnWG-Novelle 2011 auf die Behörden übertragenen Monitoringpflichten.

Der von der Bundesregierung vorgelegte Gesetzesentwurf zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas, die organisatorisch beim BKartA angesiedelt werden soll, steht im Einklang mit den wesentlichen Erwägungen der Monopolkommission. Er führt insbesondere im Hinblick auf die inzwischen verabschiedete REMIT-Verordnung nicht zu einer Duplizierung von Meldepflichten. Die Zusammenarbeit von Mitarbeitern des BKartA und der BNetzA innerhalb der Markttransparenzstelle, die Kooperation der Markttransparenzstelle mit den anderen für die Aufsicht über den Energiehandel materiell zuständigen Fachbehörden, wie der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungen und der Börsenaufsicht (BaFin), als auch die Integration der Markttransparenzstelle in das europäische Aufsichtsregime werden es ermöglichen, Synergieeffekte bei der laufenden Marktbeobachtung bei Vermeidung unnötiger Mehrbelastung der betroffenen Unternehmen zu erzielen. Die geschaffene Überwachungstransparenz wird es den zuständigen Behörden erleichtern, unzulässige Einflussnahmen auf die Preisbildung der Großhandelspreise im Strom- und Gasbereich aufzudecken und zu sanktionieren. Die Markttransparenzstelle soll 2013 ihre Arbeit aufnehmen.

Seit Anfang 2012 hat das BKartA die ihm im August 2011 übertragene Aufgabe des allgemeinen Monitorings über den Grad der Transparenz, auch der Großhandelspreise und den Umfang des Wettbewerbs auf Großhandels- und Endkundenebene auf den Strom- und Gasmärkten sowie an den Elektrizitäts- und Gasbörsen übernommen. Die Aufgabenübertragung des Monitorings über diese Wettbewerbsmärkte auf die Wettbewerbsbehörde, die nach den Richtlinien des Dritten Energiebinnenmarktpakets mög-

lich war, funktioniert nach den bisherigen Erfahrungen gut. Das gilt insbesondere für die praktizierte Zusammenarbeit mit der BNetzA.

4. Förderung erneuerbarer Energien

Die Monopolkommission kritisiert, dass mit dem EEG nicht technologieoffen Treibhausgas-Emissionen verringert, sondern bekannte Technologien bevorzugt und gefördert werden. Wettbewerbliche Suchprozesse nach effizienten Problemlösungen – wie sie der Emissionshandel ermögliche – würden so behindert. Die Folge sei u. a. ein trotz schlechter meteorologischer Ausgangsbedingungen massiver Ausbau der Photovoltaik.

Dies vorausgeschickt, bewertet die Monopolkommission die Einführung des Marktprämienmodells als Schritt zur Heranführung der EEG-Stromerzeuger an den Wettbewerb und Eigenvermarktung grundsätzlich positiv. Da dieses Modell optional sei und die Grundsystematik des EEG fortgeschrieben werde, seien aber ausreichende Anreize für Investitionen in die Flexibilität der Erzeugung nicht zu erwarten; außerdem drohten Mitnahmeeffekte. Mittel- bis langfristig hält die Monopolkommission einen grundlegenden Systemwechsel hin zu marktnäheren Lösungen und wettbewerblichen Strukturen für erforderlich. Konkret spricht sie sich für ein Quotenmodell aus, wonach Stromversorger einen vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien in ihr Portfolio integrieren müssen. Statt einer EEG-Umlage würden sich hierfür Marktpreise bilden. Alternativ sei auch die Schaffung von Kapazitätsmärkten für erneuerbare Energien zielführend. Durch staatliche Kapazitätzahlungen könnten so Flexibilität auslegung und Standortwahl beeinflusst werden.

Die Bundesregierung hält das EEG und den mit Hilfe der Vorrang- und Förderregelungen bisher erreichten Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin grundsätzlich für einen Erfolg, ebenso die durch Lernkurven- und Skaleneffekte erreichten erheblichen Kostensenkungen z. B. bei der Photovoltaik. Über die Lebensdauer der Anlagen garantierte Einspeisevergütungen haben für ein hohes Maß an Investitionssicherheit gesorgt und niedrige Finanzierungskosten ermöglicht.

Quotenmodelle mit handelbaren Zertifikaten haben zwar theoretisch Effizienzvorteile, so lange Wahlmöglichkeiten zwischen verschiedenen Optionen bestehen, sie können jedoch zu erheblichen Mehrkosten führen, wenn ambitionierte EE-Ausbauziele die Einbeziehung auch hochpreisiger erneuerbarer Energien erfordern und so die Förderung insgesamt verteuern. Die meisten Länder mit Quoten-Modellen sehen daher inzwischen Technologie- und/oder Größendifferenzierungen, Preiskorridore und verschiedenste Mischmodelle bis hin zur vollständigen Rückkehr zu Einspeisevergütungen oder -prämien vor (z. B. Großbritannien).

Unabhängig von einem mittel- bis langfristig notwendigen Systemwechsel hin zu einem marktnäheren und wettbewerblichen Instrument sieht die Bundesregierung zunächst als vorrangig an, im Rahmen des EEG durch geeignete Instrumentierung noch bestehende Potenziale

für Kosteneffizienz und Flexibilität zu realisieren. Dazu gehören z. B. „intelligente“ Degressionsregelungen, Weiterentwicklung der Direktvermarktungsmodelle im EEG, Anreize für netzverträgliche Standortwahl oder – in geeigneten Fällen – Ausschreibungsmodelle. Weitere Instrumente werden bei den regelmäßigen Evaluierungen geprüft.

Mit Blick auf die zunehmende Bedeutung der Erneuerbaren Energien für die europäische Energieversorgung nach 2020 kommt es auf einen diversifizierten Ausbau bezüglich Art und Standort der Erneuerbaren Energien in ganz Europa an. Um als Ergänzung zum Ausbau in Deutschland kostengünstige Erneuerbaren-Potentiale im Ausland zu erschließen, sind die Kooperationsmechanismen im Sinne der geltenden Erneuerbaren-Richtlinie 2009/28/EG ein wichtiges und geeignetes Instrument. Dabei sollten Mitgliedstaaten weiterhin entscheiden können, ob und in wieweit sie zur Erfüllung ihrer Erneuerbaren-Ziele den Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland fördern.

5. Endkundenmarkt

a) Neue Regelungen zum Lieferantenwechsel

Die Monopolkommission konstatiert sowohl auf dem Strom- als auch auf dem Gasendkundenmarkt auf der Anbieterseite eine stetige Verbesserung der Wettbewerbssituation aufgrund der steigenden Zahl der Anbieter sowie dem Angebot unterschiedlicher Tarife. Für die Nachfragerseite erkennt sie jedoch weiterhin eine immer noch geringe Wechselbereitschaft und führt dies auf fortbestehende Unsicherheiten bei den Endverbrauchern zurück.

Auch aus Sicht der Bundesregierung ist für die Erreichung eines effektiven Wettbewerbs auf dem Energiemarkt die Wechselbereitschaft der Verbraucher ein maßgeblicher Faktor. Durch den Wettbewerb wird gewährleistet, dass alle Verbraucher von fairen Preisen profitieren können. Die konkreten Wechselmöglichkeiten des Verbrauchers hängen von dem Vertragsverhältnis zu dem alten Lieferanten und den dort bestehenden Kündigungsmöglichkeiten ab. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Durchführung des Lieferantenwechsels sind im EnWG, den Netzzugangsverordnungen sowie für Verträge mit dem Grundversorger in den Grundversorgungsverordnungen geregelt. Mit der EnWG-Novelle 2011 wurde durch Einfügung des § 20a EnWG ein gesetzlicher Anspruch des Kunden auf Abwicklung des Wechselprozesses innerhalb von drei Wochen verankert. Nach neuer Rechtslage ist der Lieferantenwechsel jederzeit – und nicht nur zum Monatsende – möglich. Dem Kunden soll unverzüglich durch den neuen Lieferanten bestätigt werden, ob und zu welchem Termin ein Lieferantenwechsel möglich ist. Die Bestätigung soll es dem Kunden ermöglichen, zeitnah eventuell erforderliche Schritte zu ergreifen (z. B. Nachfrage bei einem anderen Lieferanten), wenn der vom Kunden gewünschte Liefertermin nicht realisierbar ist. Damit soll erreicht werden, dass der Kunde bei nicht möglicher Realisierung des gewünschten Liefertermins durch den Grundversorger zu gegebenenfalls höheren Preisen versorgt werden muss. Gleichzeitig wurde ausdrücklich gesetzlich geregelt, dass der Lieferantenwech-

sel nicht mit zusätzlichen Kosten für den Kunden verbunden sein darf. Schließlich enthält § 20a EnWG einen Anspruch des Kunden auf Ersatz des durch eine Verzögerung des Lieferantenwechsels entstehenden Schadens gegenüber dem Lieferanten oder Netzbetreiber, der die Verzögerung zu vertreten hat. Art und Umfang dieses eigenständigen Schadensersatzanspruchs richten sich nach den §§ 249 ff. des Bürgerlichen Gesetzbuchs (BGB). Der in Anspruch genommene Lieferant oder Netzbetreiber trägt die Beweislast, dass er die Verzögerung nicht zu vertreten hat. Diese Maßnahmen sollen insgesamt dazu beitragen, mögliche Unsicherheiten des Kunden hinsichtlich vermeintlicher Risiken eines Lieferantenwechsels abzubauen.

Um eine zügige Abwicklung zu gewährleisten, sind die beteiligten Lieferanten und Netzbetreiber verpflichtet, einheitliche Verfahren anzuwenden, welche durch die BNetzA detailliert ausgestaltet werden. Sie hat ihre Festlegungen zu den Geschäftsprozessen und Datenformaten für den Lieferantenwechsel im Stromsektor und im Gassektor mit den Beschlüssen vom 28. Oktober 2011 an die neuen gesetzlichen Vorgaben angepasst.

Stößt der Verbraucher bei der Abwicklung des Lieferantenwechsels auf Hindernisse, kann er sich künftig mit Beschwerden an die Schlichtungsstelle für Energie wenden, die eine außergerichtliche Einigung mit den Energieversorgungsunternehmen vermitteln soll.

b) Einführung intelligenter Zähler

Die Bundesregierung stimmt mit der Monopolkommission in der Einschätzung überein, dass die Einführung „intelligenter Zähler“, sog. Smart Meter, zu einer Belebung des Wettbewerbs und einer Preissensibilität im Bereich der Haushaltskunden führen kann.

Smart Meter sind kommunikationsfähige Zähler, die Energieverbräuche messen und veranschaulichen; sie sind das Bindeglied des Verbrauchers zum intelligenten Energienetz.

Im Zuge der EnWG-Novelle 2011 werden zukünftig immer mehr Stromverbraucher mit Smart Metern ausgestattet werden. Den Anfang machen Letztverbraucher mit einem weit über dem Durchschnitt liegendem Jahresverbrauch (>6 000 Kilowattstunden) und/oder größere EEG- und KWK-Anlagen sowie moderne Gebäudeinfrastruktur (Neuanschlüsse und größere Renovierungen). Weitere können hinzukommen, wenn entweder dem Letztverbraucher keine Mehrkosten entstehen oder eine Kosten-Nutzen-Analyse des BMWi dies empfiehlt. Wesentliche Voraussetzung für alle Smart Meter ist, dass sie Datenschutz und -sicherheit gewährleisten. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erarbeitet hier im Auftrage des Bundeswirtschaftsministeriums mit Unternehmen und Verbänden detaillierte Vorgaben für eine Systemarchitektur für sichere Smart Meter; der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI), die BNetzA und die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) sind eng eingebunden. Ziel sind effizient einsetzbare Systeme, die eine sichere Teil-

habe der Bürger am Energiemarkt ermöglichen und den Wettbewerb um Dienste (Software/Energiemanagement-Lösungen) intensivieren sowie das Bewusstsein der Bürger für den Umgang mit Energie schärfen.

c) Preismisbrauchskontrolle

Die Monopolkommission fordert, die Preishöhenkontrolle nach § 29 GWB mit Vorsicht anzuwenden und spricht sich gegen eine Verlängerung der bis zum Jahresende 2012 beschränkten Geltungsdauer der Vorschrift aus. Nach ihrer Auffassung erscheint die allgemeine Preismisbrauchsregelung des § 19 Absatz 4 Nummer 2 GWB ausreichend, um gegen mögliche Missbrauchsfälle vorzugehen.

Das Gesetz zur Bekämpfung von Preismisbrauch im Bereich der Energieversorgung und des Lebensmittelhan-

dels von Ende 2007 hat in § 29 GWB die Preismisbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung durch Beweislastregeln und das Instrument einer Kostenkontrolle verschärft. Die Vorschrift hat eine Brückenfunktion, bis die vom Gesetzgeber im Übrigen ergriffenen Maßnahmen zur strukturellen Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen im Energiebereich ihre Wirkung entfaltet haben. Nach Auffassung der Bundesregierung besteht trotz der zu beobachtenden wettbewerblichen Entwicklungen nach wie vor Bedarf für diese flankierende Maßnahme, da noch kein strukturell nachhaltig gesicherter Wettbewerb herrscht. Die Regelung, die den Kartellbehörden die Wahrnehmung der Preismisbrauchsaufsicht erleichtert, soll daher im Rahmen der 8. GWB-Novelle um weitere fünf Jahre verlängert werden.

