

Stellungnahme

zum 5. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

Energie 2015: Ein wettbewerbliches
Marktdesign für die Energiewende

Berlin, 4. November 2015

Die Monopolkommission hat am 6. Oktober 2015 ihr 5. Sondergutachten nach § 62 Energiewirtschaftsgesetz mit dem Titel „Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende“ vorgelegt. Die Analyse des deutschen Strom- und Gasmarktes beleuchtet Wettbewerbs- und Effizienzprobleme auf den unterschiedlichen Märkten des Energiesektors und enthält Vorschläge zur Lösung bestehender Probleme. Dabei würdigt die Monopolkommission die Fortschritte bei der Verwirklichung eines Energiebinnenmarktes bei Strom und Gas ausführlich. In einem Schwerpunkt befasst sie sich auch mit der Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes.

Der BDEW nimmt im Folgenden Stellung zu einzelnen Punkten des fünften Sondergutachtens der Monopolkommission.

Überblick

Das Gutachten der Monopolkommission zeigt aus Sicht des BDEW, dass sich der Wettbewerb auf dem deutschen Energiemarkt sehr gut weiterentwickelt hat. Auch im europäischen Vergleich zeigt sich, dass Deutschland gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten nicht nur Boden gut gemacht hat, sondern an vielen Stellen als Referenzmarkt angesehen werden darf. Allerdings stellen die mit der Energiewende verbundenen Änderungen für den Wettbewerb auf den Energiemärkten eine besondere Herausforderung dar.

Es geht jedoch längst nicht nur um die Frage, wie sich der Wettbewerb in Deutschland entwickelt hat und wo der deutsche Strom- und Gasmarkt im europäischen Kontext steht. Erst eine Integration der nationalen Märkte zu einem europäischen Binnenmarkt im Energiesektor erbringt einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen.

Um den Erfolg der Liberalisierung und des Binnenmarktes nicht zu gefährden und auch weiterhin von den positiven Auswirkungen zu profitieren, ist eine gute Koordinierung mit den europäischen Partnern eine unerlässliche Voraussetzung.

Gleichwohl sind die nationalen Ziele weiter zu verfolgen. Im Hinblick auf eine erfolgreiche und effiziente Umsetzung der Energiewende ist unverändert unter anderem ein weitreichender Netzausbau eine wichtige Voraussetzung.

Kapitel 1

Energiepolitik braucht nachhaltige Lösungen

Der BDEW stimmt mit der Analyse der Monopolkommission weitgehend überein, dass eine erfolgreiche Energiewende, die neben umwelt- und klimapolitischen Aspekten auch Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und die Verwirklichung eines europäischen Binnenmarktes berücksichtigt, ein nachhaltiges und wettbewerbliches Marktdesign benötigt. So richtig und wichtig eine Weiterentwicklung des gegenwärtigen Strommarktes zu einem „Strommarkt 2.0“ zum jetzigen Zeitpunkt ist, so bleibt dennoch zu hinterfragen, wie nachhaltig diese Maßnahme ist. Das gilt insbesondere in Hinblick auf den weiteren zeitlichen Verlauf und die Betrachtung des langfristigen Erhalts von Versorgungssicherheit. Allerdings wurden im Rahmen des Referentenentwurfs zu einem Strommarktgesetz nicht alle wettbewerblichen und kosteneffizienten Handlungsoptionen aus dem Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums aufgegriffen. Eine Neuregelung der Netzentgeltsystematik steht aus. Gerade sie wäre zur Beseitigung von Marktverzerrungen aber dringend erforderlich. Der Gesetzgeber ist hier weiterhin gefordert. Auch ist rasch mit den Vorarbeiten für das im Weißbuch angekündigte Zielmodell im Hinblick auf eine Neuregelung der staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte zu beginnen. Dieser Ansatz ist konzeptionell vielversprechend, inhaltlich aber noch unklar. Änderungen sollten so wenig wie möglich wettbewerbsverzerrend wirken, keine neuen Fehlansätze setzen und eine verursachungsgerechte Verteilung der Systemkosten bei den Endkunden hervorrufen.

Die Monopolkommission analysiert treffend den Zusammenhang zwischen dem quasi regulierten Erzeugungsbereich für Erneuerbare Energien und einem wettbewerblichen Stromgroßhandel sowie der Verdrängung derjenigen konventionellen Erzeugung mit den höchsten Arbeitskosten vom Markt. Dass gerade die Stromerzeugung aus Braunkohle die kostengünstigste ist, weckt in großen Teilen der Politik Widerstand. In diesem Zusammenhang kritisiert der BDEW die monatelange und lähmende Diskussion der Politik um nationale Maßnahmen zu einer zusätzlichen Treibhausgasminderung im Bereich der Stromerzeugung, der nahezu vollständig dem europäischen Emissionshandel unterliegt.

Der BDEW unterstützt uneingeschränkt den europäischen Emissionshandel. Doch anders als die Monopolkommission sieht der BDEW bei diesem Instrument einen tiefgreifenden Reformbedarf, um den Überhang an frei handelbaren Verschmutzungsrechten abzubauen. Insofern wird die angedachte Marktstabilitätsreserve begrüßt.

Neben dem zügigen und bedarfsgerechten Netzausbau auf Höchstspannungsebene, insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland, sieht der BDEW keine echte Alternative in einer Teilung der deutsch-österreichischen Preiszone oder einer von der Monopolkommission vorgeschlagenen G-Komponente. Mit der Festschreibung von Ausbaukorridoren im EEG 2014 wird erstmals eine notwendige Mengensteuerung für Erneuerbare Energien eingeführt, wenn auch nur leistungsbezogen. Durch den nun von der Politik beschlossenen generellen Vorrang für Erdkabel soll die Akzeptanz für den notwendigen Netzausbau in der Öffentlichkeit erhöht werden. Keinesfalls darf damit jedoch eine weitere zeitliche Verzögerung einhergehen.

Kapitel 2

Markt- und Wettbewerbsentwicklungen im Energiebinnenmarkt

2.1 Stromgroßhandelsmärkte

Der BDEW bestätigt gerne die äußerst positive Bewertung der Monopolkommission zur erfolgreichen Markt- und Wettbewerbsentwicklung der Strommärkte.

Gerade die Bewertung des Stromgroßhandels, die sich vor allem auf den konventionellen Erstabsatzmarkt konzentriert, ist dazu bemerkenswert. Der BDEW unterstreicht dabei, dass mittlerweile bereits mehr als 30 Prozent der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stammt und daher die Bewertung der Monopolkommission, die die Erneuerbaren nicht berücksichtigt, die tatsächliche Entwicklung eher unterschätzt. In Zukunft ist zudem durch die Entwicklung bei Speichern und bei nachfrageseitigen Instrumenten zu erwarten, dass sich der Effekt noch weiter verstärkt. Der BDEW teilt allerdings auch die Bedenken, dass sich die Lage durch Kraftwerksstilllegungen ändern könnte.

Im Strommarkt ist jedoch auch zu beachten, dass die Bedingungen des Bilanzkreisvertrags Strom seit 2014 in der Diskussion sind. Die laufende Debatte zur Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone dürfte sich ebenfalls negativ auf das Vertrauen in den Markt auswirken. Der BDEW sieht das Fazit der Monopolkommission daher auch als Mahnung, dass Gesetzgeber und Regulierungsbehörde diese positiven Entwicklungen nicht leichtfertig aufs Spiel setzen dürfen. Denn eine Schlussfolgerung unterstreicht der BDEW besonders: Eine wichtige Bedingung für den Wettbewerb auf den Endkundenmärkten sind liquide und effiziente Großhandelsmärkte.

Risiken für die Markt- und Wettbewerbsentwicklung sieht der BDEW bei der Verschärfung der administrativen Anforderungen an die Teilnahme im Stromgroßhandel. Neben Meldepflichten gemäß REMIT oder Energieinformationsnetz könnte die Novelle der Finanzmarkttrichtlinie vor allem den Terminmarkt nachhaltig verändern und sich negativ auf die Liquidität auswirken.

2.1.2 Fundierung der geografischen Marktabgrenzung durch empirische Preisdifferenzanalyse

Der BDEW begrüßt, dass die Monopolkommission in ihrer Preisanalyse die zunehmende Verzahnung durch die fortschreitende Kopplung der europäischen Strommärkte berücksichtigt und die Marktabgrenzung danach ausrichtet. Die fundierte Analyse der Stunden der Preisgleichheit zwischen den gekoppelten Preiszonen liefert wertvolle und tiefe Erkenntnisse zur Integration der Märkte. Aus unserer Sicht greift die rein statistische Analyse der Daten an der einen oder anderen Stelle jedoch zu kurz. Neben der reinen zahlenbasierten Auswertung und Beschreibung sollten auch außerordentliche Ereignisse der Stromversorgung berücksichtigt werden. Die niedrige Anzahl der Stunden der Preisgleichheit zwischen Frankreich und Deutschland im März 2013 ist eine direkte Folge der langen und extremen Kälteperiode, die in Frankreich aufgrund der hohen Zahl von elektrischen Heizungen zu einem stark überdurchschnittlichen Lastbedarf und damit extremen Preisspitzen im französischen Markt geführt hat. Ähnliches gilt für die Monate April 2014 und August/September 2014 für Belgien, als die ungeplanten Abschaltungen der Kernkraftwerke Doel-2, Tihange-3 und Doel-4 zu den

entsprechenden Verwerfungen im belgischen Markt geführt haben. Es ist richtig, dass diese Situationen besonders daraufhin überprüft werden müssen, ob diese von anderen Marktakteuren zur missbräuchlichen Ausnutzung von Marktmacht genutzt werden. Für eine generelle Bewertung der Funktionsfähigkeit des europäischen Strommarktes und der bestehenden Wettbewerbssituation auf der Basis von Durchschnittswerten sollten jedoch diese Sondersituationen berücksichtigt bzw. für die generelle Bewertung eine Bereinigung um solche Extremereignisse durchgeführt werden. Nur dann können Trends der mittelfristigen Entwicklung der Integration der europäischen Strommärkte entsprechend bewertet und interpretiert werden.

Bezüglich des Vergleichs zur Preisgleichheit mit der Schweiz wären zusätzliche Erläuterungen wünschenswert, insbesondere Ausführungen dazu, dass die Schweiz nicht Teil des Euroraums ist. Auch wenn an der Strombörse in der Schweiz die Transaktionen in Euro/MWh notiert werden, spielen Wechselkursschwankungen für die dort ansässigen Marktteilnehmer in deren Gebotsverhalten durchaus eine Rolle und könnten zu einem bedeutenden Teil die Preisungleichheit erklären.

2.1.3 Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom

Die Ergebnisse der Monopolkommission belegen, dass es keinen Anlass für die Vermutung einer missbräuchlichen Marktstellung im Erstabsatz für konventionell erzeugten Strom gibt. Der BDEW begrüßt, dass dieses Ergebnis hier klar herausgestellt wird.

Wünschenswert wäre allerdings, dass auch an dieser Stelle die Abgrenzung bezüglich des Erstabsatzmarktes nochmals genannt und erläutert (Rz. 18) und zudem zumindest darauf verwiesen wird, dass die inzwischen substanziellen EEG-Einspeisemengen starken Einfluss auf das Marktgeschehen insgesamt und die Preisbildung im Besonderen ausüben. Schließlich stellt die Monopolkommission selbst heraus (Rz. 49), dass die zunehmende Einspeisung von EEG-Strom zu weitreichenden Veränderungen im Strommarkt geführt habe. Daher sollte in der Tat weiterhin überprüft werden, ob dargebotsabhängige EEG-geförderte Energieerzeugungsformen perspektivisch in die Betrachtung aufgenommen werden, wie die Monopolkommission selbst andeutet (Rz. 18).

2.2 Erdgasgroßhandelsmärkte

Auch die Bewertung des Gasgroßhandels fällt sehr positiv aus. Hierbei ist aber herauszustellen, dass Gas in einem besonderen Maße von den globalen Märkten abhängt. Somit ist auch hier die Einschätzung des BDEW zur tatsächlichen Marktentwicklung eher noch besser. Für die nationalen Marktgebiete ist mit Blick auf die Dynamik der Verbesserung vor allem auch weiterhin mit einer positiven Entwicklung zu rechnen.

Risiken für die Markt- und Wettbewerbsentwicklung sieht der BDEW wie im Stromgroßhandel auch bei der Verschärfung der administrativen Anforderungen an die Teilnahme im Gasgroßhandel. Neben Meldepflichten gemäß REMIT oder Energieinformationsnetz könnte die Novel-

le der Finanzmarktrichtlinie vor allem den Terminmarkt nachhaltig verändern und sich negativ auf die Liquidität auswirken.

2.2.3 Wettbewerbliche Diversifikation der europäischen Gasbezugsmöglichkeiten

Der BDEW unterstützt die Ansicht, dass die sichere Versorgung mit Erdgas am besten durch einen offenen, liquiden, gut verbundenen europäischen Erdgasmarkt mit unterschiedlichen Aufkommensquellen gewährleistet wird. Die Diversifikation der Bezugsquellen auf europäischer Ebene ist aus diesem Grund von großer Bedeutung, um einseitige Abhängigkeiten und dadurch drohende Effizienzverluste zu vermeiden. Voraussetzung für eine wettbewerbliche Diversifikation ist die vollständige Umsetzung des Dritten Binnenmarktpakets einschließlich seiner relevanten Network Codes in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union. Damit sich ein grenzüberschreitender und vollständig integrierter europäischer Gasmarkt entwickeln kann, muss eine belastbare Infrastruktur einschließlich ausreichender grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten als notwendige „Hardware“ für die Marktentwicklung existieren.

Zur Stärkung der Versorgungssicherheit gilt es zudem, Europa auf internationaler Ebene als einen attraktiven Absatzmarkt für Erdgas darzustellen: Um diversifizierte Aufkommensquellen für den europäischen Gasmarkt langfristig zu akquirieren, ohne gleichzeitig Instrumente mit stark negativen Auswirkungen auf den freien Markt – wie z. B. eine Einkaufsgemeinschaft – nutzen zu müssen, sollte die Rolle von Erdgas für den zukünftigen Energiemix auf europäischer Ebene betont werden. Durch geringe CO₂-Emissionen, hohe Flexibilität in der Anwendung und somit seine ideal ergänzende Rolle für Erneuerbare Energien kann Erdgas in allen Verbrauchssektoren Vorteile bieten, deren konsequente Nutzung eine belastbare Grundlage für die perspektivische Akquirierung von Bezügen aus unterschiedlichen Aufkommensquellen darstellen kann. Die im Sondergutachten genannten langen Vorlaufzeiten von Infrastruktur-, Produktions- und Explorationsprojekten für Erdgas erfordern eine langfristige Sichtweise in der Frage nach einer sicheren und diversifizierten Versorgung.

Neben der Diversifikation der Aufkommensquellen wird die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas zunehmend in einem gesamteuropäischen Kontext gesehen. Krisenmechanismen, wie sie im Rahmen der Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung implementiert wurden, sind deshalb in zunehmendem Maße grenzüberschreitend zu entwickeln. Die Verantwortung zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung der Kunden mit Erdgas sollte nach wie vor primär den Unternehmen obliegen. Durch grenzüberschreitende Prozesse in der Krisenvorsorge und -bewältigung können gegebenenfalls Effizienzpotenziale gehoben und die Versorgungssicherheit solidarisch gewährleistet werden. Um die Bereitstellung des Produkts Erdgas möglichst lange so effizient wie möglich sicher stellen zu können, sollten Sicherungs- und Notfallmechanismen stets so gestaltet sein, dass sie Marktmechanismen so lange wie möglich aufrecht erhalten.

Die sichere Belieferung der Endkunden mit Erdgas ist eine der Hauptaufgaben im Zusammenspiel aller Marktrollen im Gasmarkt. Der im Gutachten genannte SAIDI-Wert bestätigt aus Sicht des BDEW den Unternehmen der deutschen Gaswirtschaft den Erhalt des bereits hohen Niveaus der Gasversorgungssicherheit.

Nach Ansicht des BDEW kommt LNG als Aufkommensquelle zur Deckung des zukünftigen Bedarfs an Erdgas auf europäischer Ebene eine bedeutende Rolle zu und es stellt ein wesentliches Element im Bestreben nach einer erhöhten Diversifikation der europäischen Gasversorgung dar. Dabei ist LNG nicht als separat zu implementierendes Element, sondern stets als eines des gesamten europäischen Gasmarkts zu verstehen. Dem entsprechend werden Investitionen in LNG-Infrastrukturen auf Basis von Marktsignalen erfolgen. Dabei bewegt sich der europäische Gasmarkt auf internationaler Ebene als Nachfrager im weltweiten Markt für verflüssigtes Erdgas; auf innereuropäischer Ebene stellt LNG eine zusätzliche Aufkommensquelle dar, welche entsprechenden Marktsignalen folgt. Aus Sicht des BDEW beschreibt das Gutachten der Monopolkommission somit das Ergebnis dieses Zusammenspiels der aktuellen Preisniveaus im europäischen Gasmarkt und im weltweiten Markt für verflüssigtes Erdgas. Die Tatsache, dass in Deutschland bislang nicht in ein LNG-Anlandeterminal investiert wurde, ist auf die fehlenden Signale nach einem derartigen Bedarf im Gasmarkt zurückzuführen. Durch die Anbindung an die Terminals in den Niederlanden und Belgien kann Deutschland durch grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten auf die entsprechenden Quellen aus LNG-Terminals zugreifen. Dies stellt eine zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit und eine Diversifizierung der Aufkommensquellen dar.

Gasspeichern kommt aus Sicht des BDEW in der Gewährleistung von Gasversorgungssicherheit eine wesentliche Rolle zu. Mit einem Arbeitsgasvolumen von 24,6 Mrd. m³, wie im Gutachten beschrieben, stehen dem deutschen Gasmarkt relativ große Speicherkapazitäten zur Verfügung. Im derzeitigen Marktumfeld hingegen wird der Versicherungswert von Speichern zurzeit nicht adäquat wiedergespiegelt, was die Wirtschaftlichkeit von Speichern bedroht. Eine signifikante Schließung von Speicherkapazitäten jedoch würde das aktuell sehr hohe Niveau der Gasversorgungssicherheit einschränken. Daher ist es aus Sicht des BDEW wichtig, Speicher als eine Flexibilitätsquelle für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität zu erhalten.

Kapitel 3

Verfolgung von Umweltzielen in der Stromerzeugung

3.1 Welche Ziele und Instrumente für die Energiewende?

In ihrer Analyse zu den Zielen, die mit der Energiewende verfolgt werden, stellt die Monopolkommission die Reduktion von Treibhausgasen als Primärziel heraus, flankiert vom Atomausstieg. Der BDEW stimmt ihr darin zu, dass eine Koordination von Klima schützenden Maßnahmen auf globaler bzw. zumindest auf europäischer Ebene erforderlich ist. Auch die Ziel-Trias aus Treibhausgasreduktion, Ausstieg aus der Kernenergie sowie der Förderung von Grundlagenforschung für die Entwicklung von Erzeugungsformen auf Basis von Erneuerbaren Energien ist nachvollziehbar. Doch insbesondere eine umfassende Grundlagenforschung garantiert noch keine erfolgreiche Markteinführung. Dagegen hat sich das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als sehr erfolgreiches Markteinführungsinstrument herausgestellt.

In ihrem Sondergutachten äußert sich die Monopolkommission kritisch gegenüber einer Marktstabilitätsreserve im Emissionshandelssystem. Damit sei die maßgebliche Beeinflussung von Zertifikatspreisen nicht garantiert. Man spreche sich diesbezüglich eher für einen Preiskorridor aus, sofern es überhaupt eines zusätzlichen Instrumentes bedürfe. Die EU-Kommission hat mit der Reform des Emissionshandelssystems und der Marktstabilitätsreserve einen Weg der Mengensteuerung gewählt, der vom BDEW ausdrücklich unterstützt wird. Die Marktstabilitätsreserve erfüllt einen vergleichbaren Zweck wie ein Preiskorridor.

Der BDEW begrüßt die anstehende Reform des EEG mit einer Umstellung von einer Förderung auf Basis ex ante festgelegter Einspeisevergütungen hin zu einer Ermittlung der Förderung im Rahmen eines kosteneffizienten Auktionssystems.

Anders als die Monopolkommission lehnt der BDEW ein Quotenmodell zur Förderung des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland ab. Der BDEW sieht in einem solchen Modell keine bessere Alternative zu der gegenwärtig eingeschlagenen Richtung hin zu einem Auktionsmodell. Der BDEW hatte sich in seinen Gremien im vergangenen Jahr intensiv mit der Frage nach der Weiterentwicklung des EEG beschäftigt und dabei auch alternative Fördermodelle geprüft. Die Energiewirtschaft ist dabei zu folgendem Schluss gekommen: Ein grundlegender Wechsel auf ein Quotenmodell führt – auch angesichts der dadurch entstehenden Doppelstruktur (neben den Bestandsregelungen des EEG) – nicht dazu, dass die heute bestehenden Probleme im Zusammenhang mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ausreichend und effizient gelöst würden.

3.2 EEG 2014

Die Aussagen im Kapitel 3.2 des Sondergutachtens der Monopolkommission werden weitgehend geteilt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Bewertung der Einführung der Verpflichtung zur Direktvermarktung, der Besonderen Ausgleichsregelung und des Selbstverbrauchs. Eine abweichende Position des BDEW besteht jedoch im Punkt: „Einstellen der Förderung bei negativen Strombörsenpreisen“ (Rz. 205 f).

Die Monopolkommission begrüßt in diesem Zusammenhang, dass der Anspruch auf die Marktprämie verfällt, wenn die Börsenpreise negativ werden. Allerdings sei die aktuelle „6-Stunden-Regelung“ „noch sehr restriktiv“. Es sei zu erwarten, dass es sehr selten zu solchen „6-Stunden-Blöcken“ mit negativen Marktpreisen kommen werde.

Aus Sicht des BDEW ist hingegen zu erwarten, dass die Häufigkeit des Auftretens von sogenannten „§ 24-Fällen“ (§ 24 EEG 2014) aufgrund des weiteren Zubaus von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Zukunft voraussichtlich stark zunehmen wird. In der Folge müssen Investoren bei der Gebotsabgabe dieses Risiko einpreisen. Im Ergebnis führt dies zu steigenden Zinsen bei der Finanzierung der Energiewende. Vor diesem Hintergrund hat der BDEW ein Gutachten in Auftrag gegeben, um mögliche Alternativen zum aktuell bestehenden § 24 EEG 2014 zu analysieren. Darüber hinaus wird der BDEW noch im Herbst 2015 Vorschläge vorlegen, mithilfe derer zum einen eine Einspeisung in Stunden mit negativen Marktpreisen nicht mehr angereizt und zum anderen die Investitionssicherheit gewahrt wird. Dies senkt die Finanzierungskosten.

3.3 Ausschreibungsmodell

3.3.1 Ausschreibungssystem muss Wettbewerb ermöglichen

Der BDEW teilt die in diesem Kapitel erfolgten Bewertungen zum überwiegenden Teil. So sieht es der BDEW ebenfalls als zentrale Herausforderung an, dafür zu sorgen, dass durch die konkrete Ausgestaltung des Auktionsdesigns eine hohe Wettbewerbsintensität gewährleistet wird. Auch wird insbesondere die Auffassung geteilt, dass eine Aufteilung der Auktion auf einzelne Regionen vermieden werden sollte. Ebenso wie die Monopolkommission hält der BDEW das Einheitspreisverfahren für vorzugswürdig.

Abweichungen bestehen im Hinblick auf die nachfolgend skizzierten Aussagen/Unterkapitel.

3.3.1.1 Mehr Technologieneutralität

Die Monopolkommission spricht sich tendenziell für technologieneutrale Auktionen aus, damit die jeweils kosteneffizienteste Technologie zum Einsatz kommt. Hinzu kommt, dass in einer technologiespezifischen Auktion die Homogenität des auktionierten Gutes nicht gewährleistet werden könne. Dies wird grundsätzlich vom BDEW geteilt. Gegen eine umfassende Technologieneutralität sprechen allerdings die technologiespezifischen Unterschiede bei der Planung und Realisierung von Anlagen im Bereich Erneuerbare Energien. Aufgrund vorhandener Ressourcenengpässe muss immer davon ausgegangen werden, dass eine weniger kosteneffiziente Technologie den Grenzpreis setzt. Dies birgt das Risiko von Mitnahmeeffekten für die kosteneffizienteren Projekte. Vor diesem Hintergrund ist der BDEW zu der Erkenntnis gelangt, dass technologiespezifische Ausbaupfade vorzugswürdig sind.

3.3.1.3 Auktionsprozess

Die Monopolkommission führt Argumente für die Umstellung der Direktvermarktung von der Förderung auf Basis einer gleitenden auf die Förderung auf Basis einer fixen Marktprämie auf (Rz. 237 f.), ohne allerdings abschließend eine Empfehlung für die fixe Marktprämie auszusprechen.

In seinen Handlungsempfehlungen für das EEG 2014 hatte auch der BDEW die Umstellung der gleitenden auf die fixe Marktprämie erwogen. Kernargument für die Umstellung auf eine fixe Marktprämie war, dass – anders als im Bereich der Erneuerbaren Energien – Investitionen in konventionelle Stromerzeugungsanlagen ein langfristiges Preisrisiko tragen. Die Diskussion hierzu ist im BDEW nach wie vor nicht abgeschlossen. Vor diesem Hintergrund hat der BDEW in einem Gutachten unter anderem das Zusammenwirken der gleitenden bzw. fixen Marktprämie mit Auktionen untersuchen lassen und ist zu dem Schluss gekommen, dass – wie durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in seinen „Eckpunkten“ vorgeschlagen – die gleitende Marktprämie als Förderinstrument für die Einführung von Auktionen im Bereich der Erneuerbaren Energien beibehalten werden sollte.

Dies ist vertretbar, da durch eine Umstellung auf eine fixe Marktprämie zwar Vorteile im Hinblick auf die Marktintegration, jedoch weder Vorteile im Hinblick auf die Systemintegration der EEG-Anlagen noch im Hinblick auf die Kosteneffizienz der Förderung entstehen. So bestehen mit einer gleitenden und einer fixen Marktprämie die gleichen Anreize, auf die schwankenden

Marktpreise zu reagieren und Bilanzkreispflichten einzuhalten. Auch die Anreizwirkung zur Optimierung von Erzeugungsprognosen und der Anreiz zur Optimierung der Anlagenauslegung bereits im Vorfeld der Investition sind vergleichbar. Mit Blick auf das Einspeiseverhalten bei negativen Preisen ist in beiden Fällen zu erwarten, dass EEG-Anlagen im Marktprämienmodell erst dann abgeregelt werden, wenn der negative Marktpreis die Marktprämie übertrifft, also ein Verlust entsteht.

Dagegen sind bei der fixen gegenüber der gleitenden Marktprämie im Zusammenhang mit Auktionen eine Reihe von Nachteilen zu erwarten.

Erstens müssten alle Bieter vor der Gebotsabgabe nicht nur ihre Gesamtkosten kalkulieren, sondern darüber hinaus auch eine langfristige Strompreisprognose erstellen, um anschließend die von ihnen benötigte fixe Marktprämie errechnen zu können. Im Idealfall wäre diese langfristige Strompreisprognose übereinstimmend mit den dann später sich tatsächlich einstellenden Strompreisen. Aufgrund der Unsicherheit über die zukünftige Strompreisentwicklung wäre jedoch mit Risikoaufschlägen zu rechnen. Diese würden – je nach Risikobereitschaft des Bieters – höher oder niedriger ausfallen. Bei einer Umstellung auf eine fixe Marktprämie wäre daher mit einer Steigerung der benötigten Förderung und damit einer Erhöhung der von den Letztverbrauchern (Haushalten und Industrie) zu tragenden EEG-Umlage zu rechnen.

Dabei ist bereits unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, dass Projektierer für gute Windstandorte an Land im Kontext des Referenzertragsmodells auch bei einer gleitenden Marktprämie langfristige Strompreisprognosen erstellen und in ihre Gebote einpreisen müssen, da die Anfangsvergütung für einen kürzeren Zeitraum als die technische Lebensdauer der Projekte ausbezahlt wird.

Zweitens würde die mit der Umstellung auf eine fixe Marktprämie verbundene Notwendigkeit zur Erstellung langfristiger Strompreisprognosen durch die Akteure zu einer weiteren Steigerung der Komplexität führen. Es wäre zu erwarten, dass insbesondere kleinere und weniger erfahrene Marktakteure Schwierigkeiten hätten, die damit verbundenen Risiken richtig einzuschätzen. In diesem Fall könnte die fixe Marktprämie als Markteintrittshürde die Akteursvielfalt und die Wettbewerbsintensität reduzieren.

Ungeachtet dessen besteht Handlungsbedarf im Bezug auf eine weitere Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien. Anzustreben ist ein einheitliches Marktdesign für die gesamte Stromerzeugung in Deutschland. In einem ersten Schritt sollte das bereits 2012 vorgeschlagene Konzept eines Mengenkongingents weiterentwickelt werden. Der Vorteil eines solchen – in anderen Ländern bereits erprobten – Modells liegt vor allem in einer stärker am aktuellen Strombedarf orientierten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Bereits bei Auftreten von Marktpreisen in Höhe der variablen Kosten – spätestens jedoch bei einem Marktpreis von null – würden die durch ein solches Modell geförderten Erzeugungsanlagen ihre Einspeisung abregeln, weil der niedrige Marktpreis den fehlenden Strombedarf signalisiert. Daher regt der BDEW eine frühzeitige Diskussion über eine Modifikation des Ausschreibungsgegenstands in 2020 an.

Kapitel 4

Versorgungssicherheit I (Strom) – Erzeugungsstandorte und Versorgungsnetze

4.1 Netze und Stromerzeugung in der Energiewende

4.1.2 Redispatching als kurzfristiges Engpassmanagement

Redispatch ist eine Maßnahme des Netzbetreibers zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes. Konkret dient Redispatch dazu, einen kurzfristigen Mangel an Netzkapazität rasch und flexibel zu ersetzen und so Leitungsabschnitte vor Überlast zu schützen. Durch Redispatch-Maßnahmen greifen Netzbetreiber in die sich am Strommarkt ergebende Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und damit in den wirtschaftlich optimierten Anlageneinsatz ein.

Im Jahr 2014 wurden insgesamt 4,3 TWh (Summe negativer und positiver Arbeit) „redispatcht“. Davon entfielen rund 3,9 TWh auf strombedingten Redispatch und 330 GWh auf spannungsbedingten Redispatch. Das aktuelle Kalenderjahr ist geprägt durch einen starken Anstieg der Redispatch-Maßnahmen. Im Zeitraum von Januar bis September 2015 wurden bereits 7,3 TWh „redispatcht“. Der wesentliche Anstieg ist dabei klar dem strombedingten Redispatch zuzuordnen – allerdings findet auch in den anderen Bereichen ein deutlicher Zuwachs statt. Sollte sich dieser Verlauf fortsetzen, könnten im Jahr 2015 insgesamt rund 10 TWh „redispatcht“ werden, was einem Zuwachs von rund 130 Prozent entspricht. Auch vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion zum Ausbau des Übertragungsnetzes (teilweise Nutzung von Erdkabeln anstelle von Freileitungen) sind mindestens mittelfristig noch signifikante Engpässe im deutschen Stromnetz zu erwarten.

Der enorme Einsatz von Redispatch-Maßnahmen führt auf Seiten der Kraftwerksbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und auch der Behörden zum Erfordernis von klaren, angemessenen und rechtssicheren Regeln zur Durchführung der Abrechnung dieser Maßnahmen. Die Heranziehung zu Redispatch führt bei den Kraftwerksbetreibern zu diversen Nachteilen. Neben direkten Kosten (u. a. Brennstoff oder Ramping-/Anfahrkosten, erhöhte Abnutzung der Maschinen und technischen Anlagen) sind dies u. a. auch entgangene Opportunitätskosten und Schattenpreise.

Redispatch-Maßnahmen wurden gemäß der Festlegung BK6-11-098 angewiesen und seit 2013 bzw. 2014 gemäß Festlegung BK8-12-019 abgerechnet. Aufgrund zahlreicher erfolgreicher Klagen betroffener Unternehmen gegen beide Festlegungen wurden diese durch die BNetzA im Sommer 2015 rückwirkend aufgehoben. Der BDEW hatte sich bereits im März 2015 der Frage einer angemessenen Vergütung für Redispatch-Maßnahmen angenommen und früh einen intensiven Austausch mit den betroffenen Unternehmen gestartet. Hinsichtlich einer Weiterentwicklung der Durchführung und Abrechnung sprechen sich die Stromerzeuger im BDEW für ein preisbasiertes System aus, bei dem Kraftwerksbetreiber ihre Redispatch-Angebote selbst bepreisen. Grundgedanke ist es, ein wettbewerbliches, effizientes und einfaches System einzuführen, bei dem sich Kraftwerksbetreiber gegenseitig unterbieten können. Diesem System soll eine Preisbildungssystematik zugrunde liegen, die die wichtigsten, zu berücksichtigenden Kostenbestandteile aufführt. Die Vorschläge des BDEW berücksichtigen auch die wesentlichen Ausführungen und Begründungen des OLG Düsseldorf, die im Rah-

men der Beschlüsse zu den Beschwerdeverfahren gemacht wurden. Dazu gehören insbesondere die Äußerungen zur Gewährung eines Gewinnanteils und zur Berücksichtigung von leistungsabhängigen Kosten sowie von Opportunitätskosten.

4.1.3 Langfristiges Engpassmanagement durch Netzausbau – Ausbaubedarf und Ausbaufortschritt

Die Monopolkommission schätzt in ihrem Gutachten die Investitionskosten der Erdverkabelung auf das Doppelte im Vergleich zu den Freilandleitungen (Rz. 277). Diese Schätzung wird nicht durch weitere Fakten untermauert und ist in dieser Form nicht belastbar. Sie entspricht auch nicht den öffentlichen Äußerungen der Übertragungsnetzbetreiber, die zum Teil von vier- bis sechsfachen Kosten ausgehen. Höhere Investitionskosten können dabei aus Sicht des BDEW durchaus gerechtfertigt sein, wenn hiermit Akzeptanzsteigerungen oder verringerte betriebliche Kosten, z.B. durch verminderten Redispatch-Einsatz, einhergehen (siehe auch Abschnitt 4.1.2).

4.1.4 Prüfung von Netzausbaualternativen – Simulation der Wirkungen

Dem von der Monopolkommission berechneten Modell (Rz. 280) liegt das Gutachten von Grimm¹ zu Grunde. Dieses Gutachten ist jedoch für eine angemessene Netzsimulation aufgrund der Knotenverdichtung je Bundesland nicht geeignet. Die abgeleiteten Aussagen sollten daher mit Vorsicht betrachtet werden und sind zum Teil zu relativieren.

Aus Sicht des BDEW erscheint das von der Monopolkommission als Netzausbaualternative betrachtete Instrument Nodal Pricing für eine Umsetzung in Deutschland nicht geeignet. Die Gründe hierfür liegen in der von der Monopolkommission bereits richtigerweise benannten, damit verbundenen stückweisen Abkehr vom europäischen Binnenmarkt sowie in den negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb und in einer zweifelhaften allokativen Wirkung bzw. der mangelnden politischen Durchsetzbarkeit.

4.2 Regionale Preiskomponenten als Alternative zum Netzausbau

4.2.1 G-Komponente

Die Einführung einer G-Komponente in Deutschland und die damit verbundenen erheblichen Eingriffe in den Markt werden seitens des BDEW abgelehnt, da sie einseitig die deutschen Kraftwerke im europäischen Wettbewerb benachteiligen und so deren ohnehin prekäre wirtschaftliche Lage weiter verschärfen würde. Eine Grundvoraussetzung für die Einführung der G-Komponente wäre daher ihre europaweite Implementierung. Bereits diese Grundvoraussetzung ist jedoch auf absehbare Zeit nicht gegeben.

¹ Vgl. Grimm, V. u. a., Regionale Preiskomponenten im Strommarkt –Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg, 2015.

Eine auf Allokationssteuerung zielende G-Komponente könnte Investitionen an gewünschten Standorten durch einen Bonus voraussichtlich nicht stark genug anreizen, da bei den derzeitigen Rahmenbedingungen bereits Bestandskraftwerke ihre variablen Kosten nicht erwirtschaften können. Darüber hinaus werden viele Einspeiser insbesondere bei Photovoltaik-, Windenergie- aber auch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) durch eine G-Komponente nicht beeinflusst, da sie auf den speziellen Standort angewiesen sind.

Um überhaupt Standortentscheidungen der Investoren lenken zu können, müsste der an verschiedenen potentiellen Standorten zu erwartende Netto-Stromerlös einschließlich G-Komponente über die Amortisationsdauer der Erzeugungsanlage hinreichend prognostizierbar sein. Das erscheint in Bezug auf die G-Komponente in Deutschland aber praktisch ausgeschlossen. Damit würde eine aufkommensneutrale G-Komponente im derzeitigen Marktumfeld für Kraftwerks-Investoren (bzw. für Neuanlagen) die Risiken weiter erhöhen und keine kostendämpfende Wirkung entfalten. Aufgrund eines sachgerechten Bestandsschutzes ist zudem eine Einbeziehung von bereits bestehenden Erzeugungsanlagen nicht vertretbar. Der BDEW lehnt die Einführung einer G-Komponente in Deutschland daher auch deshalb ab, weil die von den Befürwortern angeführte allokationssteuernde Wirkung nicht in dem Maße gegeben ist wie oftmals angeführt.

Ferner kann eine G-Komponente auch nicht im Sinne einer „fairen Lastenverteilung“ entlastend für die Endkunden wirken, da zusätzliche Kosten für die Einspeiser über die Strombeschaffungskosten lediglich auf einem anderen Weg von den Endkunden getragen werden würden.

4.2.2 Preiszonen

Die Monopolkommission betrachtet auch die Diskussion über die Aufteilung der Preiszonen im deutschen Strommarkt (Rz. 323). Hierbei würde der einheitliche deutsche (bzw. deutsch-österreichische) Strommarkt in einzelne Gebiete aufgeteilt, in denen sich jeweils separate Preise bilden. Bisher liegen keine konkreten Kostenschätzungen hinsichtlich des Aufwands zur Aufteilung einer Preiszone (z. B. deutsch-österreichische Preiszone oder innerdeutsch) vor. Die Umsetzungskosten einer Aufteilung sind noch nie ernsthaft geprüft worden, da es bisher keinen konkreten Aufteilungsvorschlag gibt. Die Kosten können aber als signifikant hoch eingeschätzt werden. Die positiven Effekte einer Aufteilung für den Netzbetrieb sind zwar zu erwarten, aber keinesfalls gesichert. Die negativen Auswirkungen insbesondere auf das Marktdesign wurden in den bisherigen Studien kaum gewürdigt. So müsste der europaweit genutzte Preisindex PHELIX, der auf der einheitlichen Preiszone beruht, aufgegeben werden. Neue Preisreferenzen wären erst einzuführen. Für die Marktteilnehmer würde sich der Aufwand für den Zugang in jedem Fall erhöhen, denn gerade der geringe administrative Aufwand war bisher einer der Faktoren, die die erfolgreiche Marktentwicklung forciert haben. Hier wird sich der BDEW in die Diskussion einbringen.

4.3 Andere Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaubedarfs

4.3.1 Berücksichtigung von Redispatching bei der Netzplanung

Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber sehen ein engpassfreies Netz vor (Rz. 329). Im Hinblick auf die Robustheit der nun anstehenden Netzausbauvorhaben erscheint es angesichts großer Unsicherheiten riskant, Redispatch bereits auf der Planungsstufe zu berücksichtigen. Der BDEW und insbesondere auch die Übertragungsnetzbetreiber sehen daher Redispatch als Notfallmaßnahme an, so wie es im Übrigen auch im Gesetz heute geregelt ist.

4.3.3 Lastflexibilisierung und intelligente Netze

Bezüglich der von der Monopolkommission diskutierten Demand-Side-Management-Maßnahmen (Rz. 340) weist der BDEW darauf hin, dass es nicht sicher ist, ob eine Reaktion der Verbraucher auf nationale oder europäische Marktsignale eine netztechnische Entlastung darstellt. Eine weiträumige Koordination von Lasten nach gleichen Steuersignalen führt zu höheren Gleichzeitigkeitsfaktoren und damit ggf. zu einem deutlichen Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen. Hier versucht der BDEW zum Beispiel mit seinen Vorschlägen zum Ampelkonzept die marktliche Auflösung regionaler Engpässe mit den Erfordernissen des Binnenmarkts in Einklang zu bringen.

4.3.4 Fazit

Die diskutierten Varianten einer G-Komponente und der Aufteilung der deutschen Preiszone zum Zwecke der Netzentlastung werden klar abgelehnt. Der BDEW spricht sich für einen effizienten Netzausbau auf allen Netzebenen aus und sieht für den Übergangszeitraum, während dem noch Engpässe bestehen, den Redispatch als primär heranzuziehende Maßnahme an. Dabei muss jedoch dringend gewährleistet sein, dass dieser zu einer angemessenen Vergütung bei den zwangsweise betroffenen Kraftwerksbetreibern führt. Dafür setzt sich der BDEW in seinen Gesprächen mit der BNetzA und dem BMWi ein.

Kapitel 5

Versorgungssicherheit II (Strom) – Strommarktentwicklung und Kapazitätsmechanismen

Zu Recht widmet die Monopolkommission dem Thema Kapazitätsmechanismen einen beträchtlichen Teil ihres Gutachtens. Letztlich geht es darum, ob unter den in Deutschland unter Einbeziehung des zu erwartenden Zubaus intermittierend einspeisender Erneuerbarer Energien und den Einflüssen des Binnenmarktes die Versorgungssicherheit nachhaltig gewährleistet werden kann.

Das Gutachten schafft eine ausgezeichnete Grundlage für eine vertiefte und sachliche Diskussion. Dies gilt vor allem für die Kapitel zum Ausgangspunkt der Debatte, zur gegenwärtigen Marktsituation und zu den Erfahrungen im amerikanischen PJM-Markt. Gegenwärtig hat

sich nach Einschätzung des BDEW das Zeitfenster für eine offene und rationale Diskussion über Kapazitätsmechanismen bedauerlicherweise geschlossen. Es bleibt zu hoffen, dass die Debatte zu einem späteren Zeitpunkt wieder unvoreingenommen aufgenommen wird. Hierzu könnte die von der Monopolkommission zu Recht angesprochene Regionalisierung bzw. Europäisierung entscheidende Anstöße geben.

Die Monopolkommission bleibt einen Beleg schuldig, warum sie einem zentralen Kapazitätsmarkt den Vorzug vor einem dezentralen Leistungsmarkt gibt. Angesichts der von ihr selbst angeführten hohen bürokratischen Ineffizienzen des amerikanischen PJM-Marktes erscheint dies verwunderlich. Der BDEW sieht aber in der in diesem Sondergutachten letztlich nur grob skizzierten Präferenz die Chance für einen künftigen Dialog.

Die Monopolkommission arbeitet richtigerweise die zunehmende Bedeutung des Binnenmarktes für eine wohlfahrtsoptimale Bereitstellung von Elektrizität, für die Integration wachsender Strommengen aus intermittierend einspeisenden Erneuerbaren Energien, aber eben auch für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit heraus.

Der BDEW ist ebenfalls der Auffassung, dass nationale Kapazitätsmärkte einen Koordinierungsbedarf auslösen. Aus pragmatischen Gründen gibt er einer regionalen Kooperation den Vorzug. Der BDEW hält es für richtig, dass die Monopolkommission die negativen Effekte eines Trittbrettfahrer-Verhaltens hervorhebt und auch den Bezug zu Deutschland herstellt. Er sieht sich mit der Monopolkommission einig, dass eine Lösung „in einer Koordinierung der Kapazitätsvorhaltung zwischen den Mitgliedstaaten bestehen“ könnte (Rz. 454). Wie die Monopolkommission zweifelt auch der BDEW daran, dass ein fortentwickeltes Beihilferecht eine ausreichende Grundlage für die erforderliche Koordination zu liefern vermag. Letztlich ist dieses Instrumentarium mehr oder minder gut zur Vermeidung von Marktmachtmissbräuchen, nicht aber zur Koordinierung von Kapazitätsmärkten geeignet. Der BDEW sieht eine Lösung nicht in der Einführung eines europaweiten Kapazitätsmechanismus, sondern in der Herausbildung europarechtlicher Regelungen, die regionale Versorgungssicherheitsstandards und Anforderungen an die Kompatibilität von Kapazitätsmechanismen vorsehen.

Der BDEW teilt die Auffassung der Monopolkommission, dass eine Reserve

- nur dann zum Einsatz kommen darf, wenn die Nachfrage nicht gedeckt werden kann,
- eine bestimmte Größe nicht überschreiten darf,
- periodisch zu überprüfen ist und
- nach Maßgabe der Prüfung durch einen geeigneten Kapazitätsmarkt zu ersetzen ist.

Der BDEW hätte sich – wie die Monopolkommission – auch einen niedrigeren Preis zur Auslösung der Reserve vorstellen können. Allerdings weist er darauf hin, dass der jetzt gewählte Preis von 15.000 Euro bzw. 20.000 Euro und der Einsatz nach Schluss des Intraday-Marktes starke Anreize zur Flexibilisierung der Nachfrage setzen und hierdurch Lernprozesse in Gang kommen können.

Es ist sehr zu begrüßen, dass die Monopolkommission die Vor- und Nachteile verschiedener Kontrollstrategien und deren Nebenwirkungen ausleuchtet. Hierdurch wird erkennbar, dass es um einen trade off zwischen umfassender Missbrauchsaufsicht und Versorgungssicherheit

geht. In der Vergangenheit hatte beispielsweise das Bundeskartellamt eine Strategie der Eingriffs- und Verbotsmaximierung verfolgt. Es stellt daher einen großen Fortschritt dar, dass das Gutachten zwischen schlichter und erheblicher Marktmachtausübung unterscheidet.

Allerdings bleibt abzuwarten, ob sich ein Instrumentarium entwickelt, das einen beinahe optimalen und vor allem verlässlichen Ausgleich von Investitionsanreizen und Marktaufsicht ermöglicht. Nach Auffassung des BDEW stellt das von der Monopolkommission angeführte Beispiel des texanischen Marktes jedenfalls keine Lösung dar. Der in Knappheitssituationen geltende administrative Preis von (nur) 9.000 US Dollar stellt ein price cap dar, was notwendigerweise zu Unterinvestitionen führt. Hier zeigt sich, wie schwierig es werden wird, in einem EOM 2.0 mit den in Knappheitssituationen zu erwartenden heftigen Diskussionen über Marktmacht und deren Berechtigung zu einem ausreichenden Maß an Investitionen zu gelangen.

Ebenso zu begrüßen ist es, dass die Monopolkommission die Steuerung durch eine obligatorische Vollkostenprüfung verwirft. Ein solcher Ansatz würde den Strommarkt unweigerlich zu einem voll durchregulierten „Markt“ machen. Die hiermit verbundene Eingriffstiefe und die dennoch für Investoren und Kraftwerksbetreiber verbleibenden Risiken stünden in einem krassen Gegensatz zu freien Märkten.

Leider besitzt die Monopolkommission nicht die Kraft anzuerkennen, dass ein gewisses Maß an ausgeübter Marktmacht in einem auf die Ausbildung von Knappheitspreisen angelegten System hinzunehmen ist. Bedauerlicherweise verwirft sie die seitens der Bundesregierung und des Bundeskartellamts angedachten Lösungsansätze als untauglich, ohne selbst bessere Konzepte vorzulegen. Dies hätte sich schon deshalb angeboten, weil auch nach eigener Einschätzung der Monopolkommission „im Bereich der Energiemärkte ... bereits ein dichtes und ausreichendes Monitoringnetz“ besteht und sie deshalb – zu Recht – kein Monitoringdefizit erkennen kann (Rz. 417). Es muss daher festgehalten werden, dass der EOM 2.0 an den Start geht, ohne dass

- Kraftwerksbetreibern und Investoren eine verlässliche Perspektive gegeben wird, wie sie mit Knappheitssituationen umgehen dürfen;
- der Gesetzgeber gewährleisten kann, wie ausreichend investiert werden kann, um das von ihm angestrebte hohe Versorgungssicherheitsniveau auch tatsächlich zu gewährleisten.

Das Sondergutachten beschreibt zutreffend die Entstehung und die Risiken eines faktischen Mark-up-Verbots auf einem Strommarkt 2.0. Es ist richtig und wichtig, dass das Sondergutachten auch und besonders auf die Risiken hinweist, die nicht aus dem Kartellrecht, sondern aus den Vorschriften des Wertpapierhandelsgesetzes und der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) folgen und insoweit das Erfordernis von Leitlinien benennt. Die konstatierte Rechts- und damit Investitionsunsicherheit ist mittlerweile weitgehend anerkannt. Unklar ist weiterhin, ob hinreichende Rechtssicherheit geschaffen werden kann. Bemerkenswert ist, dass es die Monopolkommission als unsicher einschätzt (Rz. 421), ob sich im praktischen Umgang der Behörden mit der Unterscheidung von wettbewerbskonformen Preisaufrühen und unzulässigen Mark-ups eine effiziente Balance

finden lässt. Die Monopolkommission ist außerdem der Auffassung, dass sich mit einem Marktmachtbericht der Kartellbehörde, wie er im Strommarktgesetz vorgesehen ist, die angestrebte höhere Sicherheit der Unternehmen über die Abgrenzung der Marktbeherrschung nicht erzielen lässt (Rz. 417). Damit wären die Sorgen der Unternehmen bestätigt, dass es zu investitionsauslösenden Preisspitzen nicht kommen könnte.

Zutreffend weist das Sondergutachten darauf hin, dass das Beihilferecht einen Beitrag zur europäischen Koordinierung nationaler Kapazitätsmechanismen leisten kann. Insoweit stellt die Sektoruntersuchung der EU-Kommission einen richtigen ersten Schritt dar. Es ist aber ergänzend festzustellen, dass das Beihilferecht nur bedingt geeignet ist, die vielfältigen ökonomischen Fragen und Zielkonflikte, die mit einem Kapazitätsmechanismus einhergehen, umfassend zu bewältigen. Das Beihilferecht kann dazu beitragen, politische Entscheidungen auf ökonomische Tragfähigkeit zu prüfen, eine europäische Abstimmung oder Harmonisierung kann es aber nicht ersetzen.

Kapitel 6

Netzkonzessionen und Anreizregulierung

6.1 Neuere Entwicklungen bei der Konzessionsvergabe

6.1.1 Rechtsprechung zur Konzessionsvergabe

Die Ausführungen zur Rechtsprechung geben die Entwicklungen zutreffend wieder. Auch nach Ansicht des BDEW haben die Ausführungen des BGH zu den Anforderungen an eine diskriminierungsfreie, transparente und nach wettbewerblichen Kriterien durchzuführende Übertragung der Wegennutzungsrechte in maßgeblichen Aspekten eine Rechtsklarheit für Gemeinden und Energieversorgungsunternehmen hergestellt. Die Monopolkommission wiederholt den Vorschlag, als Kriterium für die Vergabe den Abschlag von der jährlichen Erlösobergrenze bzw. vom erwarteten Netznutzungsentgelt vorrangig zu berücksichtigen (Rz. 484). Dies ist problematisch, weil ein Verzicht auf das Ausschöpfen der Erlösobergrenze im Widerspruch zu den Zielen der Regulierung (Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen) und dem notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur steht. Darüber hinaus lässt sich die Entwicklung der Erlösobergrenze nicht über einen Zeitraum von 20 Jahren überblicken und es ergeben sich Probleme für Netzbetreiber mit mehr als einem Konzessionsgebiet. Es wäre ökonomisch fragwürdig, wenn ein Flächennetzbetreiber mit der Gründung von Einzelgesellschaften reagieren müsste, um diesen Anforderungen nachkommen zu können. Mit diesen Einwänden, die auch von der BNetzA geteilt werden, setzt sich das Sondergutachten auseinander, teilt sie zwar nicht, kommt aber zu dem in diesem Punkt zutreffenden Ergebnis, dass der Vorschlag mit dem geltenden Recht nicht überein zu bringen ist.

Der BDEW lehnt die Forderung nach Anwendung des allgemeinen Vergaberechts auf die Wegerechtsvergabe ab. Aus Sicht des BDEW werden die Besonderheiten der leitungsge-

bundenen Energiewirtschaft von der spezifischen Regelung in § 46 EnWG besser berücksichtigt.

6.2 Netzentgeltregulierung

Die Monopolkommission unterstützt in ihrem Gutachten weitestgehend die Ergebnisse des BNetzA-Evaluierungsberichts und die BNetzA-Empfehlungen zur Anpassung der Anreizregulierung.

In den zentralen Handlungsempfehlungen empfiehlt die Monopolkommission, die Regulierung von Strom- und Gasnetzen zu verbessern durch:

- eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung in Form des von der BNetzA vorgeschlagenen Modells der ARegV 2.0 in Kombination mit einer differenzierten Regulierung, um die Investitionsfähigkeit auch von der Energiewende besonders betroffener Verteilnetzbetreiber unter Beibehaltung bestehender Anreize für Kosteneffizienz sowie des Primats der Technologieneutralität zu gewährleisten;
- eine Prüfung der Möglichkeit, zu Beginn der vierten Regulierungsperiode auf ein wettbewerbsorientierteres Regulierungssystem umzusteigen.

Der BDEW hat sich umfassend zum BNetzA-Evaluierungsbericht (Stellungnahme vom 9. März 2015) und zu den BMWi-Eckpunkten für die ARegV-Novelle (Stellungnahme vom 28. April 2015) geäußert.

Der BDEW sieht das Modell „ARegV 2.0“ in Kombination mit einer differenzierten Regulierung als nicht geeignet an, den Auftrag des Koalitionsvertrags zur Verbesserung der Investitionsbedingungen in den Verteilnetzen zu erfüllen, da das Problem des Zeitverzugs für den Großteil der Verteilnetzbetreiber weiterhin ungelöst bliebe. Die Abschaffung des Zeitverzugs innerhalb des Erweiterungsfaktors ist positiv, löst allerdings nicht das grundsätzliche Problem des Zeitverzuges in den Verteilnetzen. Die Ausdehnung des Instruments der Investitionsmaßnahmen auf besonders betroffene Verteilnetzbetreiber führt zu einer Ungleichbehandlung von verschiedenen Investitionen, diskriminiert in sachlich nicht gerechtfertigter Weise zwischen Verteilnetzbetreibern und lässt das Problem Zeitverzug für einen Großteil der Investitionen in Verteilnetzen ungelöst. Der Zeitverzug in den Verteilnetzen sollte für alle Investitionsarten und alle Verteilnetzbetreiber umfassend gelöst werden. Hierzu liegen geeignete Lösungsansätze (Investitionskostendifferenz) vor.

Bei einem Systemwechsel zu einem stärker wettbewerbsorientierten Regulierungssystem ("Yardstick-Competition") würde die Erlösobergrenze auch zum Beginn einer neuen Regulierungsperiode nicht mehr die individuellen Kostenentwicklungen berücksichtigen. Mit Blick auf die Rahmenbedingungen und Investitions Herausforderungen in Deutschland sind die Ansätze einer Yardstick-Competition ungeeignet, die notwendigen Investitionsanreize zu setzen und die heterogenen Entwicklungen zu berücksichtigen.

Zu der von der Monopolkommission empfohlenen Steigerung der Transparenz des Regulierungsprozesses weist der BDEW darauf hin, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse auch mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern weiterhin geschützt

werden müssen. Bei allen Überlegungen zur Erhöhung der Transparenz sollte zuerst geklärt werden, welche Ziele damit erreicht werden sollen und für welchen Adressatenkreis welche Informationen notwendig sind. Die Erhöhung der Transparenz führt nicht zur Verbesserung der Investitionsbedingungen und trägt auch nicht zur überdurchschnittlich hohen Versorgungsqualität bei. Es ist fraglich, ob der Nutzen von mehr Transparenz den Aufwand rechtfertigt.

Ansprechpartner:

Thomas Herkner

Telefon: +49 30 300199-1610

thomas.herkner@bdew.de