



Fragebogen der Monopolkommission zum Energiesondergutachten gem. § 62 EnWG

I. Energiehandel

1. Wie beurteilen Sie die bestehende Aufteilung der Handelszonen (Strom) und Marktgebiete (Gas) in Europa und speziell die sich in Deutschland abzeichnende nationale Ausdehnung? Bedarf es weiterer Zusammenlegung oder auch Trennung von Handelszonen, um wirksamen Wettbewerb herzustellen? Wie ist insbesondere der Einfluss unterschiedlicher nationaler Regulierungen und Kapazitätsmechanismen zu bewerten?

Als europäischer Verband präferieren wir möglichst europäische Handelszonen bzw. Marktgebiete. Wir gehen davon aus, dass der vollendete europäische Energiebinnenmarkt sowohl im Strom- als auch im Gasbereich Wohlfahrtseffekte für alle Bürger der Union bringen wird.

Uns ist bewusst, dass die Vorteile eines möglichst großen Marktplatzes durch bestehende Netzengpässe beschränkt werden. Insoweit sind wir sowohl im Strom- als auch im Gasbereich dafür, ambitioniert an die Vergrößerung der Zonen zu gehen und die grenzüberschreitenden Netzbetreiber zu animieren, die fehlenden Kapazitäten möglichst zeitnah auszubauen.

Im Gassektor begrüßen wir die Entwicklung hin zu einer einheitlichen deutschen Preiszone und hoffen auf eine weitere Erweiterung nach Europa. Im Strombereich bedauern wir die Aufteilung der bisher bestehenden deutsch-österreichischen Preiszone und erwarten, dass die innerdeutschen und grenzüberschreitenden Kapazitäten im Alpenraum schnell erweitert werden, um diesen Zustand nur temporär wirken zu lassen. In diesem Kontext möchten wir gern auf die Untersuchungen auf europäischer Ebene verweisen, die noch keine endgültige Meinung zu den optimierten Zuschnitten der Stromregulierung in Europa erreichen konnte. Zurecht sind natürlich die Effekte auf die nachgeordneten Verteilernetze ebenfalls zu berücksichtigen.

2. Welche Veränderungen im Energiehandel sind durch die Digitalisierung zu erwarten? Inwieweit finden Technologien wie Blockchain bereits Anwendung und welches konkrete zukünftige Anwendungspotenzial ist aus Ihrer Sicht realistisch? Welche Veränderungen auf die Marktstruktur erwarten Sie in der Folge?

Auf der Ebene des Großhandels gehen wir nur von geringen Veränderungen durch die Digitalisierung aus. Blockchain und Distributed-Ledger-Technologie (DLT) bieten interessante Möglichkeiten, Prozesse ggf. zu beschleunigen. Insoweit sind auch die bisher aktiven Blockchain-Engagements im Großhandel eher auf die Erleichterung der Abwicklung gerichtet. Hier könnten sich gewisse Kostenvorteile ergeben. Eine ebenfalls interessante Möglichkeit bietet DLT im Bereich der Regulierung. Es wäre vorstellbar, dass insbesondere der Aufwand der Unternehmen für das Melden der Energiegroßhandelstransaktionen durch den Einsatz solcher Regulierungstechnologie (Reg Tech) reduziert werden könnte. Im Großen und Ganzen hält die GEODE die Anwendungsmöglichkeiten der Blockchain-Technologie auf den Energiemärkten in Deutschland aber für wenig erforderlich. Die Finanzaufsicht in Deutschland funktioniert sehr gut und die zuverlässige Zuordnung von Zahlungsströmen wird gewährleistet. Mit Ausnahme von geringfügigen Beschleunigungsmöglichkeiten sind daher kaum positive Anwendungsfelder in Deutschland erkennbar.



3. Wie schätzen Sie die Entwicklung der Unternehmenskonzentration im Stromgroßhandel ein?

Abgesehen von der anstehenden Umstrukturierung von RWE und E.ON nehmen wir derzeit keine Änderungen in der Unternehmenskonzentration im Stromgroßhandel im Vergleich zu den letzten Jahren wahr. Generell ist der Handel der letzten Jahre als weniger lukrativ zu bewerten, wie er noch vor diversen Jahren war (die kann man gut an den Ergebnisbeiträgen der Handelsabteilungen der großen Energieunternehmen ablesen). Deshalb hatten bereits in den letzten Jahren diverse Akteure im kommunalen Bereich ihr Großhandelsengagement zurückgefahren. Dennoch nutzen sie den Großhandelsmarkt zur Beschaffung und Optimierung ihrer physischen Assets.

4. Welche Erwartungen haben Sie an den Leitfaden des Bundeskartellamts zur Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel? Bietet eine auf ein (laufendes) Untersuchungsjahr bezogene Bestimmung potenziell marktbeherrschender Stellungen von Stromerzeugern geeignete Voraussetzungen, damit diese ihre kartellrechtliche Marktstellung einschätzen und für ihr Gebotsverhalten berücksichtigen können?

Es steht zu bezweifeln, dass der Leitfaden als solcher grundlegende Verbesserungen in der Großhandelssituation bringen wird bzw. es ermöglichen wird, für jede Viertelstunde Marktmacht sauber abzubilden. Das Problem im Stromgroßhandel besteht nun mal darin, dass in Abhängigkeit von verschiedensten Komponenten (darunter nicht als Kleinste die Wetterlage) Marktmacht ganz unterschiedlich zu bestimmen wäre.

Grundsätzlich bieten die Daten, die durch die REMIT erhoben werden, eine gute Grundlage, um die Marktaufsicht durchzuführen. Dennoch ist es auch im Rahmen der aktuellen Aufsicht möglich, einen nur schwer entdeckbaren Einfluss auf die Preisbildung durch das Zusammenspiel von physischen Assets und Handelsaktivitäten zu nehmen. Es wäre zu hoffen, dass es künftig möglich wird, entsprechende nicht gerechtfertigte Preisaufschläge zu erkennen und die dafür verantwortlichen Akteure in ihre Grenzen zu weisen. Aus der Sicht der kleineren Unternehmen, die bei der Geode vertreten sind, könnte sich das Risiko eines solchen Handels durch die anstehende Restrukturierung zwischen den RWE- und E.ON-Konzernen vergrößern.

5. Wie bewerten Sie die Arbeit der Markttransparenzstelle für Strom und Gas? Welche Wirkungen hat die Markttransparenzstelle bisher (z.B. Anwendung der REMIT) und welche Erwartungen haben Sie an die zukünftige Arbeit der Stelle?

Nach unserem Erleben hat die Markttransparenzstelle keine große Auswirkung auf den Energiehandel bis jetzt. Ihre Hauptaufgabe schien in den vergangenen zwei/drei Jahren vor allem darin bestanden zu haben, Auslegungsschwierigkeiten und Unklarheiten im REMIT-Meldewesen zu beantworten. Nach unserer Erkenntnis gibt es einige wenige Untersuchungen in konkreten Marktmissbrauchsfällen, die der Markttransparenzstelle von ACER als nationale zuständige Behörde übertragen wurden. Wir gehen davon aus, dass die Bedeutung der Markttransparenzstelle für den Energiehandel nicht deutlich wachsen wird, sie wird als nationaler Arm der bei ACER stattfindenden Primäranalysen auf Marktmissbrauch hin agieren.



II. Regelenergiemärkte

6. Wie schätzen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Regelenergiemärkten ein? Sind die aktuell geltenden Rahmenbedingungen aus Ihrer Sicht zufriedenstellend?

Grundsätzlich schätzen wir die Wettbewerbsintensität im Regelenergiemarkt als gut ein. Es sind viele verschiedene Akteure aktiv und die Schritte der letzten Jahre haben die Zugänglichkeit des Marktes für mehr Teilnehmer erhöht. Mit Sorge ist allerdings die starke Position von RWE zu betrachten, deren Kraftwerke wahrscheinlich in immer mehr Stunden künftig unverzichtbar sein werden für die Regelenergie, was ihr eine sehr starke Stellung geben wird, die durch die anstehende Übernahme der E.ON-Kernkraftwerke und anderer Erwerbswünsche nur gesteigert wird.

Wir sehen zunehmend, dass die Minutenreserve durch den Intraday-Markt obsolet gemacht wird. Die Preise am Regelenergiemarkt sind wenig attraktiv. Es besteht am deutschen Markt ein ausreichendes Niveau an Flexibilität. Es wird für Marktteilnehmer zunehmend interessant, sich statt am Regelenergiemarkt stärker am Intraday-Markt zu engagieren.

7. Durch die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ergeben sich zahlreiche Änderungen auf den Regelenergiemärkten. Wie wirken sich diese auf den Wettbewerb auf den Regelenergiemärkten aus? Wie beurteilen Sie insbesondere die Einrichtung von Regularbeitsmärkten?

Die Wettbewerbsentwicklung in den Regelenergiemärkten dürfte sich durch die zahlreichen im Zuge der Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich vorgesehenen Arbeitsaufträge für die ÜNB generell positiv entwickeln. Im Vordergrund wird dabei insbesondere die Realisierung des europäischen Binnenmarktes sein. Zahlreiche Vorgaben der europäischen Regelungen werden zu einer Harmonisierung der verschiedenen Vermarktungsregime in Europa führen. Auch ist davon auszugehen, dass der grenzüberschreitende Handel durch die Vorgaben angereizt werden wird.

Die konkreten Auswirkungen sind zum aktuellen Zeitpunkt allerdings nur schwer abzuschätzen. Diverse Verpflichtungen sind aktuell noch in der Erarbeitung. Beispielsweise konsultiert die Bundesnetzagentur aktuell die Anträge der ÜNB zur internationalen Primärregelleistungs-Kooperation, Vorschläge für die Klassifizierung der Zwecke der Aktivierung von Regularbeitsgeboten sowie generell Vorschläge zur Preisbildung für Regularbeit und grenzüberschreitende Übertragungskapazität, um nur einige zu nennen. Erst nach Abschluss dieser Konsultation und dem Inkrafttreten der neuen Regelungen wird eine konkrete Bewertung der Marktentwicklung möglich sein.

8. Ist die von der Bundesnetzagentur beschlossene vorübergehende Änderung des Zuschlagsmechanismus für Sekundärregelung und Minutenreserve geeignet, um einen funktionsfähigen Wettbewerb zu gewährleisten? Welche Probleme für den Wettbewerb könnten sich aufgrund des Mischpreisverfahrens ergeben?

Die Einführung des neuen Zuschlagsmechanismus für Regelenergie hat insoweit eine begrenzte Halbwertszeit, als mit Wirkung ab dem 18.12.2018 europaweit einheitliche Regularbeitsmärkte eingeführt werden. Zusätzlich zu den Geboten im Rahmen der Ausschreibungen für Regelleistungen sollen Regelreserveanbieter künftig auch sog. freie Gebote, d. h. Gebote nur mit Arbeitspreis abgeben können.

Insoweit ist die Betrachtung des eingeführten Zuschlagsmechanismus von mehr oder weniger historischer Bedeutung. Der Zuschlagsmechanismus sah sich deutlicher Kritik aus dem Markt gegenüber. In Eilentscheidungen zu den zugrundeliegenden Festlegungen hatte das OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 11.07.2018 (3 Kart 806/18 (V)) jedenfalls die Umsetzungsfrist für unangemessen erklärt. Die Kritik des Antragstellers im Rahmen des Eilverfahrens betrafen folgende wettbewerbsrelevante Aspekte:



- Ungleichbehandlung kleinerer Regelenergieanbieter und Aggregatoren und ohne ausreichende sachliche Rechtfertigung im Vergleich zu Anbietern mit konventionellen Anlagen
- Die Einführung eines festen Gewichtungsfaktors bewirke eine einseitige Bevorteilung von Anbietern konventioneller Technologien mit vergleichsweise niedrigen Arbeitsgrenzkosten bei vergleichsweise hohen Vorhaltungsgrenzkosten und damit zugleich eine Diskriminierung bis hin zu einem faktischen Marktausschluss von Aggregatoren und Flexibilitätsanbietern als Anbieter dezentraler, innovativer Technologien mit vergleichsweise höheren Arbeitsgrenzkosten bei niedrigeren Vorhaltungsgrenzkosten.
- Der faktische Ausschluss bestimmter Anbieter und die Bevorteilung konventioneller Technologien führe zu einer Verringerung der Effizienz und des Wettbewerbs auf den Minutenreserve- und Sekundärregelungsmärkten, negativen Effekten im Hinblick auf die systemrelevante Bilanzkreistreue und die Liquidität auf den Intraday-Märkten und bewirke damit einen Rückschritt in der Entwicklung der Regelenergiemärkte.
- Die getroffenen Maßnahmen seien unverhältnismäßig und ermessensfehlerhaft. Der Schutz der Bilanzkreisverantwortlichen sei nicht verursachungsgerecht. Die Änderungen des Zuschlagsverfahrens führten zu einer Verlagerung der Ausgleichsenergiekosten von den Arbeitspreisen hin zu den Leistungspreisen. Diese seien jedoch auf die Netznutzer und damit vor allem auf die Letztverbraucher umzulegen, die nicht in der Lage seien, die Vorhaltung oder Abrufkosten von Regelenergie zu beeinflussen.
- Eine Effizienzsteigerung oder Effizienzwahrung werde durch die Beschlüsse weder bewirkt noch gefördert. Es drohe vielmehr ein signifikanter Effizienzverlust, da die Technologieneutralität und -diversität durch einen Wegfall von Anbietertechnologien beeinträchtigt und der Anbieterwettbewerb verringert werde. Zugleich sei nicht mit einer Verringerung der Gesamtkosten zu rechnen. Davon gingen selbst die ÜNB aus.
- Die beschlossenen Maßnahmen führten zu einer erheblichen Diskriminierung beim Netzzugang zwischen Unternehmen, die derzeit auf den Regelenergiemärkten miteinander im Wettbewerb stünden, denn Anbieter konventioneller Technologie erlangten einen im Zuschlagsmechanismus strukturell angelegten strategischen Vorteil. Durch strategisches Bieten bei der Gestaltung von Leistungspreisgeboten könnten diese Anbieter künftig hohe Mitnahmeeffekte erzielen. Das Aufbrechen der Technologieneutralität reduziere die Effizienz auf den Regelenergiemärkten deutlich. Zudem drohe eine Erhöhung der Gesamtkosten der Ausgleichsenergiebeschaffung, jedenfalls aber eine signifikante Kostensteigerung zulasten von Letztverbrauchern. Zugleich setzten die Festlegungen Anreize zur Verringerung der Bilanzkreistreue.

III. Erneuerbare Energien

9. Wie schätzen Sie die Wettbewerbsintensität bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien, insbesondere in Bezug auf die Solar- und (Onshore-)Windenergie, ein? Was ist aus Ihrer Sicht der Grund für den beobachteten Anstieg der durchschnittlichen Zuschlagswerte? Mit welchen Auswirkungen rechnen Sie, wenn die ausgeschriebenen Volumina durch Sonderausschreibungen erhöht werden?

Grundsätzlich besteht nach unserer Einschätzung eine hohe Wettbewerbsintensität. Problematisch ist allenfalls, dass sehr kleine Projektierer, die nur wenige Projekte durchführen, weniger Chancen haben, da sie das Risiko, keinen Zuschlag zu bekommen, schlechter streuen können. Diese kleinen Projektierer haben bislang eine durchaus wichtige Rolle gespielt. Insgesamt besteht aber noch immer eine ausreichende Akteursvielfalt, so dass Tendenzen zu einer Monopolisierung nicht erkennbar sind. Diese Situation könnte sich durch die Umstrukturierung von RWE und E.ON grundlegend ändern (siehe dazu unter Ziffer 17).



Problematisch für die Wettbewerbsintensität im Windbereich ist unseres Erachtens allerdings, dass aufgrund einer restriktiven Genehmigungspraxis zu wenige Genehmigungen (BlmSchG-Genehmigungen) erteilt werden und somit zu wenige Projekte bieten können.

Der Anstieg der Zuschlagswerte (der nur im Windbereich zu beobachten war) hängt unseres Erachtens vor allem damit zusammen, dass aufgrund des Wegfalls der Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften (BEG) keine – grundsätzlich mit erheblichen Risiken für die Realisierung verbundenen – Gebote für Anlagen abgegeben werden, die erst in weiter Zukunft gebaut werden (für BEG lag die Realisierungsfrist bei bis zu 54 Monaten). Damit hat sich nunmehr wieder ein realistisches Niveau der Preise eingestellt, das nach unserer Einschätzung wohl auch in Zukunft weiter bestimmend sein wird.

Durch Sonderausschreibungen wird natürlicherweise das Wettbewerbsniveau sinken, weil ein höheres Angebot gegeben ist. Im Solarbereich dürfte dies wohl aber unproblematisch sein, da die Ausschreibungen auch bislang immer weit überzeichnet waren. Im Windbereich ist – wie dargestellt – entscheidend, dass hinreichend Genehmigungen für Anlagen erteilt werden. Im Hinblick auf die Akteure besteht ausreichend Vielfalt, so dass darüber ein hinreichender Wettbewerb gesichert werden könnte.

10. Welcher Art ist üblicherweise die Beziehung zwischen Projektentwicklern für Wind- und Solarenergieprojekte und den Eigentümern dieser Anlagen? Werden die Anlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt abschließend an einen Eigentümer übergeben oder verbleibt zumindest die Betriebsführung üblicherweise beim Projektentwickler? Handelt es sich bei den Eigentümern in der Regel um Energieversorgungsunternehmen?

Die Art und Weise, wie Projektentwickler mit ihren Projekten umgehen, ist sehr heterogen. Nach unserer Kenntnis werden die Projekte nach der Entwicklung überwiegend verkauft, und zwar entweder an private oder institutionelle Investoren oder an EVU. Zeitpunkt der Übertragung ist meist um den Inbetriebnahmezeitpunkt herum. Die Betriebsführung wird in den überwiegenden Fällen dienstleistend durch den Projektentwickler erbracht. Teilweise behalten die Projektentwickler die Projekte auch selbst und betreiben sie dann auch selbst.

11. Welche Bedeutung haben aktuell langfristige Stromabnahmeverträge für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland? Was sind die Vor- und Nachteile derartiger Verträge? Sollte das Marktprämienmodell in diese Richtung weiterentwickelt werden, wie in Großbritannien oder Frankreich?

Seit dem EEG 2017 müssen potentielle Betreiber von Windenergie-, Solar- und Biomasseanlagen einer bestimmten Größe an Ausschreibungen teilnehmen, wenn für den erzeugten Strom eine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden soll. Aus der Teilnahme an Ausschreibungen ergeben sich Risiken, wie beispielsweise das der Nichtbezuschlagung und damit einhergehende frustrierte Aufwendungen. Vor diesem Hintergrund denken immer mehr Akteure über Geschäftsmodelle und Vergütungsstrategien außerhalb des klassischen gesetzlichen Förderrahmens nach: Um eine Planbarkeit der Einnahmensituation und damit gleichzeitig eine Finanzierbarkeit von neuen Projekten sicherzustellen bietet sich der Abschluss von langfristigen Stromlieferverträgen an.

Die Besonderheiten derartiger Verträge enthalten Chancen und Risiken und sind deshalb mit Vor- und Nachteilen verbunden: Bei der Gestaltung von langfristigen Lieferverträgen besteht eine besondere Herausforderung darin, sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den Abnehmer eine ausgewogene wirtschaftliche Regelung für den Umgang mit der Volatilität der Stromerzeugung zu treffen. Die Vereinbarungen können je nach erneuerbarer Energien variieren und beispielsweise bei Solarenergie detaillierter geregelt sein als etwa bei der Offshore-Windenergie. Zudem müssen auch angemessene Regelungen für schwankende Marktpreise für erneuerbare Energien getroffen werden. Wird zum Beispiel ein Festpreis für den Strom pro Kilowattstunde vereinbart, ist zu regeln, welche Partei im Fall einer Abweichung des Festpreises vom Spotmarktpreis das jeweilige Marktpreisrisiko zu tragen und dass unter Umständen zusätzliche Zahlungen an den anderen Vertragspartner zu leisten sind.

Die Übertragung von Herkunftsnachweisen stellt in der Praxis als „grünes“ Marketinginstrument eine



nicht unerhebliche Motivation des Abnehmers zum Abschluss eines langfristigen Stromlieferungsvertrages dar. Denn dadurch kann nachgewiesen werden, dass der eingekaufte Strom garantiert aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.

Eine Vermarktung außerhalb des EEG bietet die Möglichkeit, Anlagen auf Flächen zu errichten, die von einer EEG-Förderung ausgeschlossen sind. So müssen beispielsweise Solaranlagen nach § 37 Abs. 1 EEG bestimmte flächenbezogene Anforderungen erfüllen. Hinzu kommt, dass im Falle einer finanziellen Förderung nach dem EEG zahlreiche weitere Vorgaben einzuhalten sind, wie beispielsweise Meldepflichten und das Verbot der Eigenversorgung. Verstöße dagegen haben teilweise gravierende Auswirkungen auf die finanzielle Förderung nach dem EEG. Diese Risiken werden vermieden, wenn die Erlöse „außerhalb“ des EEG erzielt werden.

Das Marktprämienmodell betrifft die geförderte Direktvermarktung und nicht die im Zusammenhang mit langfristigen Stromlieferungsverträgen angestrebte sonstige Direktvermarktung. Deshalb besteht vor diesem Hintergrund kein Anlass, das derzeit bestehende Marktprämienmodell zu ändern.

IV. Stromnetze und Netzentgelte

12. Die Monopolkommission hat in ihrem vergangenen Sondergutachten Energie 2017 die Einführung einer EE-Regionalkomponente (erzeugerseitiges Netzentgelt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien) gefordert. Ist ein solches Instrument aus Ihrer Sicht geeignet, die Akzeptanz für die Energiewende in den vom Ausbau betroffenen Kommunen zu erhöhen? Welche Alternativen sehen Sie?

Regional differenzierte Einspeiseentgelte könnten ein geeignetes Instrument für eine Reduzierung der verbraucherseitigen Netzentgelte in stark durch EE-Erzeugung geprägten Gebieten darstellen. Sie sollten allerdings allenfalls als Einmalzahlungen für Neuanlagen ausgestaltet und nur für Gebiete zur Anwendung kommen, die bereits durch EE-Anlagen stark belastet sind.

13. Bedarf es aus Ihrer Sicht einer Reform der Netzentgeltstruktur? Welche Aspekte der aktuellen Ausgestaltung sollten bei einer Reform in Angriff genommen werden? Welche Vor- und Nachteile hätte eine Stärkung der Leistungskomponente?

Eine Anpassung der Netzentgeltsystematik besitzt einen sehr hohen Stellenwert und eine erhebliche Dringlichkeit:

- Erosion der Finanzierungsbasis für die Netze durch PV-Eigenerzeuger im Bereich der Kleinkunden: Die aktuelle Netzentgeltsystematik beruht insbesondere im Bereich der Kleinkunden stark auf arbeitsabhängigen Entgelten, die sich auf die Entnahme aus dem Netz beziehen. Eine PV-basierte Eigenerzeugung spart aber keine Netzkosten ein, sondern verursacht sogar teilweise einen Ausbau der Verteilernetze, verbunden mit einem Anstieg der Netzkosten. Die Folge ist eine nicht verursachungsgerechte Mehrbelastung der Verbraucher ohne Eigenerzeugung zugunsten von Eigenerzeugern.
- Zentraler Punkt: Mehr flexible dezentrale Lasten in Form von E-Mobilität, Wärmepumpen und Speicher. Im heutigen Netzzugangsmodell der „Kupferplatte“ können diese neuen flexiblen Lasten wegen ihrer hohen Leistung und schlechten Durchmischung hohe Leistungsspitzen verursachen, die wiederum umfangreichen Netzausbau erforderlich machen. Soweit es den Netzbetreibern erlaubt wird, den erforderlichen Netzausbau zu tätigen, können die Netzbetreiber auch in Zukunft einen qualitativ hochwertigen Netzbetrieb gewährleisten. Dafür müssen aber die regulatorischen Bedingungen für Investitionen in den Netzausbau weiter verbessert werden.

Die GEODE unterstützt generell eine Weiterentwicklung der Netzentgelte weg von einem System, das auf Arbeitspreisen basiert, hin zu einer verstärkten Fokussierung auf Grund- und Leistungspreise.



14. Welche Vor- und Nachteile hätte es, wenn die Verteilernetzentgelte auf Ebene einzelner Netze (anstelle auf Ebene der Betreiber) regulatorisch festgelegt würden? Würden Sie eine entsprechende Veränderung des Regulierungsansatzes begrüßen?

Die Frage ist nicht eindeutig formuliert: Sind hier regionale, netzbetreiberübergreifende Entgelte angesprochen oder eine regionale Differenzierung im Bereich eines Netzbetreibers?

Aus Sicht der GEODE ist eine regionale Differenzierung der Netzentgelte innerhalb des Netzbereiches eines Netzbetreibers regulatorisch als sehr kritisch zu betrachten. Eine solche Differenzierung wäre kaum rechtssicher zu gestalten und daher anfällig für missbräuchliche Preisstellungen.

Alternativ zu regionalen Einspeiseentgelten könnte ein überregionaler Ausgleich der EE-bedingten Netzkosten in Form einer horizontalen Ausgleichszahlung zwischen Netzbetreibern eingeführt werden. Ein solcher Ausgleich wäre regulatorisch und operativ allerdings äußerst aufwändig.

Eine regionale oder gar bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte würde zu einer Nivellierung aller regionalen Netzkostenunterschiede führen. Ein solcher (bundesweiter) Ausgleich von Infrastrukturturkosten wird auch in anderen Bereichen nicht angewandt und wäre somit ein Novum. Es würde überdies ein Anreiz geschaffen, den Ausbau der lokalen Infrastruktur über die Kostenbeteiligung anderer Regionen zu finanzieren, was letztendlich die Bemühungen der Anreizregulierung zur Begrenzung der Netzkosten konterkarieren würde. Auch eine solche Struktur würde einen regulatorisch und operativ äußerst komplexen Ausgleichsmechanismus zwischen den beteiligten Netzbetreibern erfordern. Die Nachteile einer solchen Vereinheitlichung würden also deutlich überwiegen.

V. Konzessionsvergabe

15. Gibt es neue Entwicklungen bei der Vergabe von Verteilernetzkonzessionen? Wie hat sich die Reform des § 46 EnWG und insbesondere die ausdrückliche Nennung des Kriteriums der Kosteneffizienz in der Praxis ausgewirkt?

Die trotz der Reform des § 46 EnWG bestehenden Rechtsunsicherheiten bei Konzessionsvergaben beschäftigen in einer Vielzahl von Fällen bundesweit die Gerichte in allen Instanzen und behindern damit einen echten Wettbewerb um die Netze.

Die Reform des § 46 EnWG hat zwar zu einzelnen Aspekten der Konzessionsvergabe Regelungen hervorgebracht, die zu mehr Rechtssicherheit geführt haben. Die zentralen und in der Rechtsprechung nach wie vor strittigen Fragen zu den materiellen Anforderungen an Konzessionsvergaben (Auswahlkriterien, Gewichtung, Bewertung) bleiben jedoch offen. Diese Rechtsunsicherheiten und die grundsätzliche Komplexität von Konzessionsvergaben erhöhen im besonderen Maße die Anforderungen an die Kommunen im Rahmen der Durchführung der Konzessionsverfahren. Gleichwohl unternehmen die Kommunen alles, um diese Konzessionsverfahren ordnungsgemäß durchzuführen.

Insbesondere unterlegene Altkonzessionäre suchen jedoch kreativ nach immer neuen Lücken, um für sie ungünstige Konzessionsentscheidungen der Kommunen mit viel Zeit- und Kostenaufwand für alle Beteiligten gerichtlich anzugreifen. Für viele Neubewerber haben der mit einer Konzessionsbewerbung verbundene Transaktionsaufwand und die nahezu automatische „gerichtliche Auseinandersetzung“ mit dem Altkonzessionär deshalb eine abschreckende Wirkung.

Dazu haben auch maßgeblich die in § 47 EnWG eingeführten Präklusions- und Rechtsschutzregelungen mit der Folge beigetragen, dass die vielen Gerichtsverfahren zu Lasten einer zügigen und aufwandsangemessenen Durchführung von Konzessionsverfahren durch die Kommunen gehen.

Weiter haben die neu geregelten Aspekte „Auskunftsanspruch der Gemeinde bezüglich Netzdaten“ (§ 46a EnWG) und „Angemessener Netzkaufpreis“ (§ 46 Abs. 2 S. 4 EnWG) zu erkennbar mehr Rechtssicherheit geführt. Auch die ausdrückliche Nennung des Kriteriums der Kosteneffizienz in § 46 Abs. 4 S. 2 EnWG hat zu einer Differenzierung der Angebote von Bewerbern in Konzessionsverfahren beigetragen. Ungeachtet verbleibender Rechtsunsicherheiten bezüglich der Gewichtung des Kriteri-



ums der Kosteneffizienz spiegelt dessen ausdrückliche Nennung das einem anderen wichtigen Kriterium, nämlich dem der Preisgünstigkeit, zugrunde liegende Regulierungsregime wider. Ein preisgünstiger Netzbetrieb orientiert sich aktuell an den Kosten des jeweiligen Bewerbers.

16. Bietet das derzeitige Verfahren der Ausschreibung von Netzkonzessionen aus Ihrer Sicht einen Nutzen, der die Verfahrenskosten rechtfertigt? Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang den Vorschlag der Monopolkommission, als Wettbewerbsparameter einen „Abschlag auf die Netzentgelte“ zu berücksichtigen?

Im Ergebnis eines wettbewerblichen Auswahlverfahrens, eines sogenannten Bieter- und Ideenwettbewerbs, verfügt die Kommune zum einen über eine neue, langfristige Idee der Netzbewirtschaftung in der Kommune und zum anderen über einen neuen Konzessionsvertrag. Wohingegen das sogenannte Netzbewirtschaftungskonzept die konzeptionellen Ideen des Bewerbers in der Kommune über den Konzessionierungszeitraum für eine sichere, effiziente, preisgünstige, verbraucherfreundliche und umweltverträgliche Energieversorgung enthält, beinhaltet der Konzessionsvertrag grundsätzlich die klassischen Regelungen einer qualifizierten Wegenutzung. Bestenfalls werden das Netzbewirtschaftungskonzept und der Konzessionsvertrag in der Form verbunden, dass der Bewerber wesentliche konzeptionelle Aussagen zugunsten der Kommune durch vertragliche Zusagen im Konzessionsvertrag verbindlich und damit für den gesamten Konzessionierungszeitraum überprüfbar macht.

Inwiefern dieser Nutzen für eine Kommune im angemessenen Verhältnis zu den Verfahrenskosten steht, hängt von der Verfahrensgestaltung der Kommune, dem Verhalten der Bewerber im Verfahren und gegebenenfalls durchgeführten Gerichtsverfahren ab.

Der Gesetzgeber hat im Rahmen der Reform des § 46 EnWG das aktuelle Regulierungsregime zutreffend mit dem Kriterium der Kosteneffizienz abgebildet. Dem preisgünstigen Netzbetrieb liegt aktuell gerade eine kostenbasierte Betrachtung zugrunde und kein pauschaler Ansatz, wie z. B. ein Abschlag auf die Netzentgelte. In Übereinstimmung mit der Auffassung der Bundesnetzagentur (Gemeinsamer Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers vom 21.05.2015, Rn. 29) halten wir Rabatte auf die Netzentgelte für ein einzelnes Konzessionsgebiet für regulierungsrechtlich nicht möglich.

Daneben würde eine „Rabattschlacht“ auf die Netzentgelte im Rahmen von Konzessionsbewerbungen die ordnungsgemäße Erfüllung der übrigen § 1 EnWG-Kriterien maßgeblich behindern bzw. unmöglich machen.

VI. Weitere Märkte und allgemeine Entwicklungen

17. Wie bewerten Sie die wettbewerblichen Auswirkungen eines voraussichtlichen Vollzugs des Zusammenschlusses/Beteiligungstausches der RWE AG und der E.ON SE?

Nach unternehmenseigenen Ad-hoc-Mitteilungen haben sich die E.ON und die RWE am 11.03.2018 über den Erwerb des 76,8 %-Anteils der RWE an der innogy SE durch E.ON sowie den umfassenden Tausch von Geschäftsfeldern geeinigt. Im Gegenzug soll RWE Aktien an E.ON i. H. v. 16,67 % erhalten, die aus einer 20 %-Sachkapitalerhöhung auszugeben sind. Die entsprechende Umstrukturierung hätte aus Sicht der GEODE massiv nachteilige wettbewerbliche Auswirkungen auf die Energiemärkte in Deutschland. Dies wollen wir im Folgenden bezüglich der jeweiligen Sparten Erzeugung und Netz näher erläutern:

Auf dem Erstabsatzmarkt für Strom in Deutschland und Österreich vereinten die fünf größten Erzeuger in 2017 – neben den bei weitem größten Erzeugern RWE und E.ON zählten hierzu EnBW und Vattenfall sowie zuletzt LEAG – 69,4 % des an der Nettostromerzeugung bemessenen Marktanteils auf sich. Dabei entfiel allein auf RWE ein Marktanteil von rund 31 % (siehe dazu Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2017, Bonn, 13.12.2017, S. 41 ff.). Über die Kanalisierung der Beschaffung und wesentlicher Teile des Absatzes kann sich RWE damit bereits heute Skalenvorteile sichern. RWE ist also schon jetzt in der Lage, den Einsatz der Erzeugungskapazitäten flexibel zu ge-



stalten und sich gegen Preisrisiken abzusichern. Durch die Transaktion wird eine Zementierung der Position von RWE als führender Anbieter gesichert verfügbarer Erzeugungsleistung in Deutschland erfolgen. Diese Position wird durch den gleichzeitigen Ausbau des Geschäfts der EE-Stromerzeugung zusätzlich bestärkt. Darüber hinaus sprechen folgende Gründe für eine erhebliche Verschlechterung der Wettbewerbsstruktur auf dem Stromer Absatzmarkt:

- Die hohe Anzahl an Beteiligungen von E.ON und RWE an kommunalen Energieversorgungsunternehmen;
- Der diversifizierte Kraftwerkspark von E.ON und RWE erlaubt bereits heute die Einflussnahme auf die Preisentwicklung am Spot- und Terminmarkt;
- Die Übernahme der Kernkraftwerkskapazitäten der E.ON ermöglicht RWE einen überproportionalen Zuwachs an Marktanteilen in der Nettostromerzeugung, da RWE über ein erhebliches „freies“ Kontingent an Reststrommengen verfügt.

Im Rahmen der Erzeugung und Vermarktung von regenerativem Strom ist zu befürchten, dass RWE als zukünftig in der Europäischen Gemeinschaft drittgrößter Erzeuger für regenerativen Strom vor allem im deutschen Markt in den noch jungen Ausschreibungsmärkten eine dominante Position erlangen wird. Bereits jetzt verfügt RWE nicht nur über eine herausragende Finanzstärke, sondern durch innogy über einen bevorzugten Zugang zu den vorgelagerten Beschaffungsmärkten. RWE wird durch den Zusammenschluss erhebliche Beschaffungsvorteile bei Windenergieanlagen und Photovoltaik-Modulen hinzugewinnen und damit:

- niedrigere Beschaffungspreise für die Anlagen,
- kürzere Liefer- und damit Errichtungszeiten wie beispielweise die Verfügbarkeit des Hauptkran beim Bau von Windenergieanlagen,
- geringe Wartungskosten (vor allem bei Abschluss von Vollwartungsverträgen)
- und einen vorrangigen Ersatzteilbezug bei Teilwartungsverträgen

durchsetzen können. Es besteht die Gefahr, dass die verbesserte Wettbewerbsfähigkeit der RWE mit einer deutlichen Verschlechterung der Beschaffungssituation und Wettbewerbsfähigkeit anderer Wettbewerber einhergeht.

Auch im Netzbereich sind massive Auswirkungen zu befürchten. E.ON wird durch die Übernahme des Netzgeschäftes der RWE mit weitem Abstand größter Verteilernetzbetreiber in Deutschland. Dies verschafft der E.ON eine Ausnahmestellung und überragende Verhandlungsmacht gegenüber der öffentlichen Hand (insbesondere der Bundesnetzagentur). Es besteht zu befürchten, dass die Regulierungsbedingungen und Effizienzvorgaben noch stärker als heute auf die Kapitalinteressen der großen Verteilernetzbetreiber in Deutschland und weniger auf innovative und an örtlichen Energiekonzepten orientierten Netzbewirtschaftungskonzepte zugeschnitten werden.

Im Wettbewerb um Wegerechte für Netze kann E.ON seine zusätzlich ausgebaute wirtschaftliche Position im Netzbereich in noch stärkerem Maße ausspielen und konkurrierende Bewerbungen um Konzessionen gerade auch durch die umfangreichen bundesweiten Beteiligungen und Verflechtungen zu anderen (kommunalen) Versorgern nachhaltig unterbinden.

18. Mit der Sektorkopplung soll es zu einer zunehmenden Nutzung von Strom im Verkehrssektor kommen. In welchem Teil der Wertschöpfungskette sehen Sie aktuell mögliche Wettbewerbsprobleme bei der Bereitstellung von Strom für Elektrofahrzeuge? Welche Herausforderungen ergeben sich für Stromnetzbetreiber, insbesondere in Bezug auf den Ausbau der notwendigen Ladeinfrastruktur?

Die angesprochenen Fragen bzw. Probleme hängen stark mit dem System des Ladens zusammen. Die Bereitstellung von Elektrizität für Elektromobilität wird momentan ganz überwiegend im Eigenheim oder beim Arbeitgeber vorgenommen. Dieses „de-zentrale“ System würde, wenn es auf eine Vielzahl



von einzelnen Ladesäulen im Verteilernetz ausgeweitet wird, zu erheblichen Problemen für die regionalen und örtlichen Verteilernetzbetreiber führen. Im Verteilernetz bestehen hierfür keine ausreichenden Kapazitäten und die Stromnetzbetreiber würden bezüglich des Ausgleichs von Bedarfsschwankungen vor erhebliche Herausforderungen gestellt.

Die GEODE befürwortet daher den Ausbau eines zentralen Ladesystems, in dem vergleichbar zu den heutigen Tankstellen, zentrale Ladestationen bestehen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Damit würde das Ladesystem massiv verbilligt und das Niederspannungsnetz erheblich entlastet werden. An der Mittelspannung sind die erforderlichen Kapazitäten ohne weiteres gegeben und das Problem der Vergleichmäßigung im Verteilernetz wäre wesentlich weniger herausfordernd.

19. Welche aktuellen Entwicklungen auf den Märkten für Strom und Gas sind aus Ihrer Sicht, insbesondere aus wettbewerbspolitischer Perspektive, von besonderem Interesse?

Die Umstrukturierung von RWE und E.ON ist von überragendem Interesse. Des Weiteren sind die fortlaufenden Diskussionen um die Einführung eines Kapazitätsmarktes bzw. die Umsetzung von Kapazitätsmärkten in Nachbarstaaten Deutschlands von überragender Bedeutung für die langfristige wettbewerbliche Entwicklung auf den Strommärkten.

Berlin, 7. Dezember 2018

Prof. Christian Held
Stellvertretender Präsident

Dr. Götz Brühl
Vizepräsident

GEODE
Magazinstraße 15/16
10179 Berlin
Tel.: 0 30 / 611 284 070
Fax: 0 30 / 611 284 099
E-Mail: info@geode.de
www.geode.de
www.geode-eu.org

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 500 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.