

Stellungnahme

zum Entwurf einer Binnenmarktrichtlinie Strom Binnenmarktverordnung Strom Risikovorsorge-Verordnung ACER-Verordnung

Berlin, 23. Februar 2017



Kernbotschaften

Der BDEW begrüßt die Entwürfe der Kommission zur Binnenmarkttrichtlinie Strom (nachfolgend BMRL), zur Binnenmarktverordnung Strom (nachfolgend BMVO) und zur Risikovorsorge-Verordnung Strom im Grundsatz. Ein funktionierender, europäischer Energiebinnenmarkt ist die Grundlage für die Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele in Europa. Die Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes, wie im Clean Energy Package der Kommission vorgeschlagen, ist zudem wichtig für die kosteneffiziente Umsetzung der Energiewende auch in Deutschland. Überwiegend kritisch sieht der BDEW die in der ACER-Verordnung sowie in Teilen der BMVO vorgenommenen Kompetenzerweiterungen.

Fünf Punkte möchte der BDEW besonders hervorheben:

1. Sieben Jahre nach der Verabschiedung des dritten Binnenmarktpakets ist die Zeit reif für eine Fortentwicklung der Rahmenbedingungen, unter denen Strom produziert, gehandelt, vertrieben und in Netzen transportiert und verteilt wird. Richtigerweise greift die EU-Kommission mit dem Paket vor allem solche Entwicklungen auf, die zu Veränderungen der Stromversorgung führen oder das Potenzial haben, dies in der näheren Zukunft zu tun.
 - Dies gilt in besonderem Maße für den Anstieg des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung. Der BDEW sieht die doppelte Stoßrichtung des Clean Energy Package im Grundsatz als richtig an, die Erneuerbaren Energien für den Markt fit zu machen, umgekehrt aber auch den Markt für die Integration von Erneuerbaren Energien zu ertüchtigen. Er verweist ergänzend auf seine aktuelle Stellungnahme zur Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.
 - Hierzu gehört auch die steigende Bedeutung der Stromnetze. Die EU-Kommission lässt sich zu Recht davon leiten, dass ein zunehmend volatiles Stromangebot eine intensive, großräumige Verknüpfung der Märkte erfordert. Zugleich ist eine Weiterentwicklung der Verteilnetze wichtig, um mit der zunehmenden Dezentralisierung Schritt halten zu können.
 - Zu Recht hat die EU-Kommission den Normbestand der vorangegangenen Binnenmarktpakete auf den Prüfstand gestellt und eine Reihe von Vorschriften gestrichen. Regulierte Endkundenpreise vertragen sich nicht mit der Vertiefung des Wettbewerbs auf den Endkundenmärkten und sind als Mittel zur gezielten Bekämpfung von Armut ungeeignet. Die Streichung der Regelungen über die Ausschreibung konventioneller Erzeugungsanlagen (bisheriger Artikel 8, BMRI) ist ebenfalls folgerichtig. Verteilernetzbelange sollten künftig deutlich stärker als bisher berücksichtigt werden. Die Schaffung einer EU DSO entity und die Beauftragung dieser Einheit mit der Erarbeitung von Regelwerken für die Verteilnetze können prinzipiell einen Beitrag dazu leisten, die Verteilnetze fit für die Herausforderungen der Zukunft zu machen und den Wettbewerb auf der Endkundenstufe zu fördern. Dementsprechend ist es folgerichtig, eine zu dem bestehenden TSO-Gremium gleichwertige Einrichtung für die

DSOs zu schaffen. Allerdings muss sichergestellt werden, dass diese Einheit ausschließlich Themen behandelt, die eine vorrangige Bedeutung für den Strombinnenmarkt und die Energieunion haben und europäischer Regelwerke bedürfen. Hierfür sollte die EU DSO entity geeignete, gegenüber der Europäischen Kommission gleichberechtigte Entscheidungsrechte zur Auswahl der Themen erhalten. Allerdings muss auch die angemessene Repräsentation der kleineren DSOs ("de-minimis DSOs") sichergestellt werden. Die Arbeits- und Entscheidungsfähigkeit der EU DSO entity ist ggf. durch geeignete Vertretungsregelungen sicherzustellen.

2. Um die Kräfte des Marktes zu aktivieren, ist ein Level playing field für alle auf dem Markt tätigen Akteure von entscheidender Bedeutung. Erfreulicherweise sieht dies auch die EU-Kommission so. Um konsequent faire Wettbewerbsbedingungen und die Weiterentwicklung des Strommarktes voranzutreiben, sieht der BDEW jedoch auch dringenden Änderungsbedarf in den vorgelegten Entwürfen:
 - Die Prinzipien zur Organisation des Wettbewerbs in Artikel 3 BMVO geben einen sachgerechten und zukunftsfähigen Rahmen vor. Der BDEW erachtet insbesondere die Grundsätze zur Preisbildung und zur prinzipiellen Gleichbehandlung von Erzeugung, Speicherung und Nachfrageflexibilität sowie der für diese Aufgaben in Frage kommenden Technologien als grundlegend wichtig. Ebenso sind innovative Technologien, die auf Basis Erneuerbarer Energien gesicherte Leistungen bereitstellen können (virtuelle Kraftwerke) einzubeziehen. Er weist darauf hin, dass die Erbringung von Nachfrageflexibilität messbar sein muss, weil ansonsten Teil- oder Nichtleistungen vergütet werden und der Markt hierdurch verzerrt wird. Auch ist sicherzustellen, dass die in Artikel 3 Nr. 1d) genannte Aggregation von Erzeugung und Verbrauch/Flexibilität grundsätzlich technologie-neutral und der Handelsrahmen entsprechend auf immer kurzfristigere Produkte ausgerichtet werden muss.
 - Die ausdrückliche Verankerung neuer oder an Bedeutung gewinnender Akteure wie Aggregatoren, aktiver Kunden, Kontraktoren etc. ist grundsätzlich sachgerecht. Allerdings muss bei der genauen Ausgestaltung der Rollen eine diskriminierungsfreie Behandlung aller Marktteilnehmer sichergestellt sowie eine Privilegierung einzelner Marktteilnehmer vermieden werden. Einige Regelungen zu lokalen Energiegemeinschaften (Artikel 16 BMRL) und Aggregatoren (in Bezug auf DSM-Maßnahmen) bedürfen hierfür weiterer Klarstellungen.
 - Der BDEW ist davon überzeugt, dass die Weiterentwicklung der kurzfristigen Märkte (insbesondere Day-Ahead- und Intraday-Markt) der Schlüssel ist, um einen wahrhaften europäischen Binnenmarkt zu erreichen. Gemeinsame Regeln für Day-Ahead- und Intraday-Märkte werden bereits durch die verbindliche Leitlinie „*Capacity Allocation and Congestion Management*“ festgelegt. Eine entscheidende Vorbedingung für einen liquiden Intraday-Markt (ID-Markt) ist es, dass Marktteilnehmer fortlaufend für den Ausgleich ihrer eigenen Bilanzkreise sorgen können. Deshalb sind die Stärkung der Liquidität dieses Marktsegments und die Möglichkeit, am Großhandelsmarkt so nah wie möglich an die Echtzeit heran zu handeln, entscheidend.

- Der BDEW begrüßt die Aufforderung an Mitgliedstaaten, einen Rahmen zu schaffen, in dem Marktteilnehmer Preisvolatilität und zukünftige Erträge auf marktwirtschaftlicher Basis börslich und außer-börslich absichern können. Dies ermöglicht eine effiziente Absicherung von Risiken durch den Markt.
 - Der BDEW begrüßt, dass die EU-Kommission die Neutralität der Netzbetreiber durch eine präzisere Beschreibung ihrer Rolle – etwa zur marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen und Flexibilitäten für einen effizienten Verteilernetznetzbetrieb (Art. 31 und 32 BMRL) – gewährleisten möchte. Nicht nachvollziehbar erscheint dem BDEW jedoch, dass Artikel 47 Abs. 3 BMRL die direkte Anbindung eines in Form eines ITO entflochtenen Übertragungsnetzbetreibers weder an das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (viEVU) noch an Tochterunternehmen des viEVU nicht zulässt. Die in Artikel 40 Abs. 2 vorgesehene Ungleichbehandlung des ITO gegenüber eigentumsrechtlich entflochtenen Transportnetzbetreibern, mit hin die Übertragung einzelner Aufgaben nur an eigentumsrechtlich entflochtene Transportnetzbetreiber, ist ebenso wenig hinnehmbar.
 - Kapazitätsmärkte sind in einer wachsenden Anzahl von EU-Mitgliedstaaten Realität. Es ist daher richtig, dass die Binnenmarktverordnung die Überwachung der Versorgungssicherheit, der Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmärkte und der Schaffung der Möglichkeit der Beteiligung ausländischer Anbieter von Leistung an nationalen Kapazitätsmärkten regelt. Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten sollte, im Hinblick auf die Erfordernis der Einhaltung eines 550 g CO₂/kWh Wertes in Artikel 23 Abs. 4 BMVO, nicht vom Grundsatz der Technologieneutralität abgewichen werden. Der Grundsatz „ein Ziel, ein Instrument“ muss gewahrt werden.
3. Anders als beim zweiten und dritten Binnenmarktpaket werden im aktuellen Gesetzgebungsverfahren keine expliziten Änderungen für den Gasmarkt vorgesehen. Einige Regelungen werfen jedoch auch Fragen zum Gasmarkt auf. Ausdrücklich weist der BDEW darauf hin, dass Maßnahmen aus dem „Strompaket“ nicht eins zu eins auf den Gasmarkt übertragen werden können. Die Prüfung und ggf. Überführung von Regelungen aus dem Strommarkt in den Gasmarkt sollte im Einzelfall geprüft und präjudizierende Entscheidungen im Strompaket sollten vermieden werden. Hierzu ist, wie im Fall des Strompakets geschehen, im Vorfeld eine breite Konsultation der möglichen Änderungen mit den betroffenen Marktteilnehmern notwendig. Zu den folgenden Regelungen hat der BDEW im Rahmen dieser Stellungnahme mögliche Auswirkungen auf den Gasmarkt kommentiert:
- die Anforderungen an Verteilernetzbetreiber,
 - die Erstreckung einer EU DSO entity auf Strom und Gas.
4. In einigen Schlüsselbereichen schießt die Europäische Kommission in ihrem Reformtempo deutlich über das zur Fortentwicklung des Marktes erforderliche Ziel hinaus. Der BDEW fordert die Europäische Kommission auf, die Verhältnismäßigkeit der Mittel zu

wahren, die Mitgliedstaaten, nationalen Regulierungsbehörden und die Übertragungsnetzbetreiber nicht zu überfordern und die Subsidiarität zu beachten:

- Eine Intensivierung der bestehenden grenzüberschreitenden Kooperation ist grundsätzlich sinnvoll – und zwar besonders auch im Hinblick auf Übertragungsnetzbetreiber. In seiner bisherigen Form wird das vorgeschlagene ROC-Konzept (*Regional Operational Centers*) jedoch entschieden abgelehnt: Eine organisatorische und gesellschaftsrechtliche Entflechtung ist vollkommen unverhältnismäßig. Den Übertragungsnetzbetreibern werden Kernaufgaben entzogen, die zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und zur Überwachung der Versorgungssicherheit essentiell sind. Auch die verpflichtend geplante Ausstattung von ROCs mit Netzleitsystemen wird abgelehnt. Zudem wird durch die Kompetenzdopplung erhöhter Koordinierungsaufwand erzeugt, der Risiken für die Systemführung schafft. Richtig wäre es, Kooperationen und Delegation von Aufgaben seitens der ÜNB wie in der System Operation Guideline¹ beschrieben anzureizen. Regionale Sicherheitskoordinatoren sollten die nationalen Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Verantwortung unterstützen, statt ihnen die Verantwortung für die Systemsicherheit zu entziehen. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, das ROC-Konzept durch das RSC-Konzept (*Regional Security Coordinators/ regionale Sicherheitskoordinatoren*) zu ersetzen.
- Große und langfristig beständige Gebotszonen sind das Rückgrat für Wettbewerb und Liquidität im Stromhandel und für den Europäischen Binnenmarkt. Eine Anpassung des Preiszonenzuschnitts sollte immer langfristig ausgelegt sein, um das Vertrauen der Marktteilnehmer und die Liquidität auch bei langfristigen Produkten zu stärken, Umstellungskosten zu minimieren und Entscheidungen in Investitionen nicht zu gefährden. Der „Bidding Zone Review“ Vorgang nach der CACM wird gerade von ENTSO-E durchgeführt und ist auf einem guten Wege. Die Rechtslage nun anzupassen, ohne die Möglichkeit zu haben den laufenden und zum ersten Mal erfolgenden „Bidding-Zone-Review“ Prozess zu evaluieren, erscheint verfrüht.
- Die Übertragung von Rechtssetzungskompetenzen (Artikel 55 bis 57 BMVO) auf die Europäische Kommission ist angesichts des breiten Themenumfanges (vgl. Artikel 55) deutlich zu weit gefasst. Stattdessen ist sicherzustellen, dass in der Verordnung die zu behandelnden Themen nach Anzahl und Umfang abschließend und spezifiziert festgelegt werden. Zudem bedarf es zusätzlich zu Netzkodizes nach Artikel 55 nicht der Schaffung einer weiteren Kompetenz zum Erlass von verbindlichen Leitlinien (Artikel 57). Die Erfahrung zeigt, dass die EU-Kommission ihre Kompetenzen eher weit auslegt und innerstaatliche Sachverhalte regelt, auch wenn dafür kein dringender Bedarf besteht.
- ACER hat einen klar definierten Auftrag, für dessen Umsetzung die Agentur die ausreichenden Mittel erhalten sollte. Erst wenn die bestehenden Aufgaben ausreichend

¹ Guideline on Transmission System Operation, aktuell in Abstimmung im europäischen Trilogverfahren, siehe <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>

wahrgenommen werden oder sich die Rahmenbedingungen substantiell ändern, sollte überhaupt über eine Erweiterung der Kompetenzen nachgedacht werden. Die vorgeschlagenen Kompetenzerweiterungen sind auch deswegen inakzeptabel, weil auch große Mitgliedstaaten innerhalb ACERs nur eine einzige Stimme haben. Das Stimmgewicht sollte die Größe bzw. Einwohnerzahl der betroffenen Mitgliedstaaten berücksichtigen.

5. Während der BDEW die Bestrebungen der Kommission zur Vollendung des europäischen Binnenmarkts als richtig ansieht und viele der Reformansätze des Gesamtpakets unterstützt, gibt es jedoch einzelne Elemente des Pakets, die auf die strikte Ablehnung des BDEW stoßen:

- Die bereits oben erwähnte 550 g CO₂/kWh Schwelle in Artikel 23 Abs. 4 BMVO stellt einen erheblichen Eingriff in das Prinzip der Wettbewerbsneutralität dar, der auf einen selektiven Kapazitätsmarkt hinausläuft. Wenn ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden soll, dann muss sein Ziel ausschließlich in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegen. Es darf kein Ausschlusskriterium geben, das konventionellen Erzeugungsanlagen den Zutritt zum Kapazitätsmarkt verwehrt. Die Emissionsminderung von Treibhausgasen muss anderen Mechanismen vorbehalten werden, namentlich dem Emissionszertifikatehandel. Die Generaldirektion Wettbewerb hat dies im Zwischenbericht zur Sektorenuntersuchung überzeugend dargelegt und in der Langfassung des Abschlussberichts bestätigt. Zur effizienten Reduzierung der CO₂-Emissionen setzt sich der BDEW für eine ambitionierte Erhöhung des EU-ETS nachdrücklich ein.
- Der BDEW lehnt die Erarbeitung von Regeln zur Harmonisierung von Übertragungsnetz- und Verteilernetzentgelten in Artikel 16 Abs. 9 und Artikel 57 Abs. 4 der BMVO ab, da sie entweder die angemessene Berücksichtigung der Besonderheiten der Bedingungen in den einzelnen Ländern erheblich erschweren würden oder vage bleiben müssten. Das deutsche Beispiel zeigt sehr deutlich, dass in Ländern mit hohem Zuwachs dezentraler Einspeisungen die Verteilernetze wesentlich höhere Belastungen aus intermittierend einspeisenden Erneuerbaren Energien zu verkraften haben als in anderen Mitgliedstaaten. Diese Unterschiede zum einen, aber auch die unterschiedlichen Betätigungsfelder der Netzbetreiber (z. B. hinsichtlich der betriebenen Spannungsebenen) sowie die verschiedenen topographischen und klimatischen Bedingungen erfordern, dass mit Blick auf Netzentgeltstrukturen im Sinne des Subsidiaritätsprinzips die Regelungsbefugnisse bei den zuständigen nationalen Stellen verbleiben.

Detailanmerkungen

Binnenmarktrichtlinie Strom (BMRL)

Marktbasierte Endkundenpreise – Artikel 5

Der BDEW begrüßt das Auslaufen regulierter Endkundenpreise, sieht eine Übergangszeit von fünf Jahren allerdings als deutlich zu lang an.

Streichung der Vorschriften über die Ausschreibung konventioneller Energieanlagen – ehemaliger Artikel 8

Diese Vorschrift stand nach Auffassung des BDEW schon immer einem Investitionswettbewerb entgegen und ist als Instrument zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit ungeeignet. Die Streichung ist daher positiv zu sehen.

Dynamische Preise – Artikel 11

Mit Blick auf eine stärkere Verknüpfung von Großhandels- und Endkundenpreisen sollte das zukünftige Strommarktdesign aus Sicht des BDEW auf Ebene der Mitgliedstaaten Rahmenbedingungen für „dynamische Preise“ ermöglichen. Es sollte jedoch im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Aufwand keine Verpflichtung sämtlicher Energievertriebe zum Angebot dynamischer Preise enthalten. Da sich Marktkonditionen und -entwicklungen europaweit stark unterscheiden können, sollte sich die Kommission auf übergeordnete Rahmenbedingungen beschränken und den Vertrieben dynamische Preise nicht vorschreiben. Mit dem Börsenpreis als volatiles Preiselement wäre zum Beispiel in Deutschland lediglich der Beschaffungsanteil am im Markt gebildeten Preiselement des Endkundenpreises dynamisierbar. Bei einem Anteil von ca. 80 % der staatlichen Umlagen und Steuern bzw. staatlich regulierten Netzentgelte am Endkundenpreis macht das dynamisierbare Preiselement lediglich einen Bruchteil des verbliebenen Marktpreises aus. Dies ist derzeit weder für eine Mehrheit der Kunden, noch für Anbieter solcher börsenpreisbasierter Tarife wirtschaftlich und attraktiv. Daher sollten Mitgliedstaaten Energieversorgern dynamische Strompreise ermöglichen.

Dynamische Preise sollen die Bereitstellung von Flexibilität im Markt fördern. Aus Sicht des BDEW sind dafür nicht zwingend dynamische Preise in den Lieferverträgen mit den Kunden notwendig. Beispielsweise kann die Kombination einer Stromflatrate mit einem Automatisierungssystem beim Kunden den gleichen oder besseren Effekt haben. Auch ist fraglich, wie der Zeitpunkt der Preiskommunikation und der Zeitpunkt der Beschaffung (1/2 Stunde vorher) aufeinander abgestimmt werden sollen.

Zudem sollte bei dynamischen Tarifen stets beachtet werden, dass eine reine Fokussierung auf die Marktdienlichkeit nicht ausreichend ist. Denn es gibt keine zwangsläufige Zeitgleichheit von niedrigen Großhandelspreisen, also Zeiten hoher Einspeisung von volatiler Energie,

und niedriger lokaler Netzlast. Vielmehr kann in Zeiten von zunehmender dezentraler Erzeugung das Gegenteil der Fall sein. Ferner kann es beispielsweise auch bei einer erheblichen Ausweitung der E-Mobilität und der damit verbundenen Nachfragezunahme in Kombination mit dynamischen Tarifen zu einer erheblichen Verschärfung der lokalen Netzsituation kommen.

Lieferantenwechsel – Artikel 12

Die Möglichkeit für Verbraucher, innerhalb von drei Wochen ihren Lieferanten zu wechseln, und das grundsätzliche Verbot von Wechselgebühren stellen sinnvolle und ausgewogene Regelungen dar, die sowohl den Belangen der Verbraucher als auch der praktischen Umsetzbarkeit durch die Energiebranche Rechnung tragen. Bei einer Verkürzung der Wechselfrist wäre nicht erkennbar, inwieweit diese dem Kunden einen Vorteil bietet. Zudem stehen hinter Anbieterwechseln komplexe Marktprozesse mehrerer Marktrollen. Der administrative Aufwand wäre derzeit nicht zu rechtfertigen. Kürzere Wechselfristen stehen weiterhin dem allgemeinen Vertragswiderrufsrecht entgegen.. Die in Absatz 3 beschriebene Ausnahmeregelung für zulässige Kündigungsgebühren lässt offen, welche nachweislichen Vorteile für den Verbraucher bestehen müssen, damit eine Kündigungsgebühr zulässig ist.

Verträge mit Aggregatoren – Artikel 13 und Demand Response – Artikel 17

Die ausdrückliche Verankerung an Bedeutung gewinnender Akteure wie Aggregatoren ist grundsätzlich sachgerecht. Aggregatoren können einen zunehmend wichtigen Beitrag zur Nutzung von Demand Response leisten.

In Deutschland bestehen bereits ausdrückliche rechtliche Regelungen für den vereinfachten Marktzugang von Aggregatoren zu bestimmten Flexibilitäten der Kunden und in diesem Zusammenhang auch zum Bilanzkreis der Lieferanten (Stromnetzzugangsverordnung). Ab dem 01.01.2018 ist ein Zugang zum Bilanzkreis für Aggregatoren zur Nutzung von Lastpotentialen von Letztverbrauchern standardmäßig möglich. Der Lieferant kann die Erbringung von Regelleistung über einen anderen Bilanzkreis nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Letztverbrauchers vertraglich ausschließen. Dies ermöglicht, dass Kunden ihre Flexibilitäten über einen Aggregator oder den Lieferanten in der Rolle des Aggregators im Markt anbieten können und sich der Wettbewerb um die Flexibilitäten intensiviert.

Allerdings muss bei der genauen Ausgestaltung der Rollen eine Diskriminierung von Marktteilnehmer vermieden werden.

- Es bedarf beispielsweise in Bezug auf demand-response Maßnahmen weiterer Klarstellungen. So ist unter bestimmten Umständen, je nach Vertrag, die Zustimmung anderer Marktteilnehmer notwendig (z.B. die Zustimmung der VNB, falls sich im Präqualifikationsverfahren zeigt, dass Load Shifting zu kritischen Netzzu-

ständen führt). Hier sollte z.B. auf das vom BDEW entwickelte und von der Generaldirektion Energie mitgetragene Ampel-Konzept² zurückgegriffen werden.

- Aggregatoren sollten dazu verpflichtet werden, die Strommengen, die sie vermarkten, in einem eigenen Bilanzkreis zu führen. Könnten Aggregatoren ohne Bilanzkreisverantwortung handeln, entstünde eine Wettbewerbsverzerrung, da sie keine Kosten zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise hätten und somit ihren Strom preiswerter anbieten könnten als Lieferanten mit Bilanzkreisverantwortung.
- Ebenso dürfen Ausgleichszahlungen an bestimmte Marktakteure nicht auf europäischer Ebene und pauschal für sämtliche Anwendungsfälle ausgeschlossen werden, da die jeweiligen Rahmenbedingungen zu erheblichen Mehraufwänden bei einzelnen Marktparteien führen können. Der BDEW begrüßt, die Betonung transparenter und fairer Wettbewerbsregeln, die für alle gelten. Auf nationaler Ebene sollte genügend Spielraum zur Berücksichtigung nationaler Gegebenheiten bestehen. Über die nationale Ausgestaltung der entsprechenden Marktprozesse sollten hierzu ausgewogene Regelungen geschaffen werden. Grundsätzlich sollten Verbraucher, Lieferanten und unabhängige Aggregatoren (die allen im freien, nicht-regulierten Markt aktiv sind) die kommerziellen Bedingungen untereinander in freien Verhandlungen bestimmen können.

Artikel 17 enthält eine Regelung, die Kompensationszahlungen von Aggregatoren an Lieferanten und Erzeuger grundsätzlich ausschließt und nur im Ausnahmefall zulässt. In Deutschland hat die Energiebranche im Auftrag der Bundesnetzagentur und des Bundeswirtschaftsministeriums im Jahr 2016 ein Branchenkompromiss zwischen Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und anderen relevanten Stakeholdern erreicht, der auch Vorschläge zu den Themen Mengenermittlung und Bilanzkreisrekorrktur enthält, aber keinen Ausgleich für etwa entgangenen Gewinn vorsieht. Das in einem intensiven Dialogprozess entstandene Modell könnte unserer Auffassung nach Beispiel auch für europäische Lösungen sein.

Bei der Ausgestaltung der Wechselprozesse sollte auf die Implementierung eines standardisierten dem Lieferantenwechsel vergleichbaren, schnellen Prozesses hingewirkt werden. Hier wäre ein „zeitgleiches“ Auslaufen des Liefervertrages und des Aggregatorvertrages die marktverträglichste Lösung.

Aktive Verbraucher – Artikel 15

Dezentrale Modelle können dazu beitragen, neue Akzeptanz für die Energiewende zu gewinnen. Vor diesem Hintergrund setzt sich der BDEW für eine diskriminierungsfreie

² Das BDEW-Ampelkonzept wird im Bericht der von der Europäischen Kommission eingesetzten Smart Grids Task Force beschrieben: „Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility – Refinement of Recommendations“, Annex to EG3 Report, Smart Grids Task Force, September 2015, abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Refined%20Recommendations_FINAL_clean.pdf

Gleichbehandlung aktiver Verbraucher mit klassischen Versorgungskonzepten ein. Artikel 15 der Verordnung sieht vor, dass sogenannte aktive Verbraucher Strom selber erzeugen, speichern, selbst verbrauchen und an Dritte veräußern dürfen, ohne mit unverhältnismäßigen Verfahren und Abgaben belastet zu werden. Zur Vermeidung von Marktverzerrungen sind dabei eine sachgerechte Betrachtung der Verteilung von Netzentgelten, Steuern und Umlagen einerseits sowie andererseits die Technologieoffenheit und des Wettbewerbs um effiziente und (volkswirtschaftlich) kostengünstige Lösungen wesentlich. Folgende Grundsätze sind für eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Regelungen für aktive Verbraucher zu berücksichtigen:

- Die Ausgestaltung der Regelungen muss marktgerecht erfolgen.
- Im Sinne der sozialen Gerechtigkeit ist es erforderlich, dass Umverteilungseffekte bei Letztverbraucherabgaben die zu Mehrbelastungen anderer Letztverbraucher führen, vermieden werden.
- Das Recht der Letztverbraucher, ihren Stromanbieter jederzeit zu wechseln, darf aus Sicht des BDEW nicht durch eine etwaige Sonderregelung für den Fall der Lieferung durch Selbstverbraucher an Dritte eingeschränkt werden. Im Rahmen von bilateralen Vereinbarungen in B2B-Beziehungen von Letztverbrauchern und Anlagenbetreibern, sollten freiwillige Abweichungen hiervon jedoch möglich und zulässig sein.
- Die Anforderungen im Hinblick auf die Transparenz der Abrechnung von Strommengen gegenüber dritten Letztverbrauchern müssen dem energiewirtschaftlichen Standard entsprechen.
- Zur Sicherung der exakten Führung von Bilanzkreisen ist für den Fall der Drittbelieferung die Beibehaltung der Bilanzkreispflicht erforderlich sowie eine Informationspflicht an das Restmengenbeliefernde Energieversorgungsunternehmen.
- Im Fall der Einspeisung von Strom in das Netz muss der Netzbetreiber zu Prognosezwecken zudem darüber informiert sein, ob der Letztverbraucher Teile des selbst erzeugten Stroms selbst verbraucht.

Der BDEW empfiehlt zusätzlich an dieser Stelle explizit Direktverträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern (B2B / B2C) aufzuführen.

Örtliche Energiegemeinschaften – Artikel 16 i.V.m Artikel 2 Nr. 7

Grundsätzlich spielen lokale Energielösungen eine immer wichtigere Rolle, z.B. kleine bürgerbetriebene Verteilernetze. Örtliche Energiegemeinschaften haben das Potential, Element einer zukünftigen Energieversorgung zu sein. Allerdings ist es wichtig, jegliche Diskriminierung oder unangemessene regulatorische Vorgaben zu vermeiden. Wir sehen keinen Grund, solche Initiativen in der europäischen Gesetzgebung festzuschreiben und sehen vielmehr das Risiko, dass aus dem vorgeschlagenen Artikel 16 eine Diskriminierung anderer Marktteilnehmer resultiert, Verbraucherrechte verwässert werden und neue Unklarheiten geschaffen werden. Beispielsweise ist die Abgrenzung zwischen lokalen Energiegemeinschaften und kommunalen Energieversorgern bzw. zu geschlossenen Verteilernetzen unklar. Die Definition in Artikel 2 Absatz 7 beschreibt sie statt sie zu definieren. Es sollte klargestellt werden, dass es sich bei einer lokalen Energiegemeinschaft um ein räumlich abgeschlossenes Gebilde han-

delt. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass keine Privilegien für "sogenannte wertorientierte" Marktakteure eingeführt werden bzw. Privilegien, die nur bestimmten Marktakteuren offen stehen. Ungleiche Voraussetzungen im Wettbewerb schaden letztendlich der Wettbewerbsintensität und dem Markt.

Im Abs. 2 Buchst. (b) muss geklärt werden inwieweit und gegenüber wem Anteilseigner und Mitglieder örtlicher Energiegemeinschaften ihre Rechte als Haushaltskunden behalten. Eine Optimierung von Anteilseignern und Mitglieder örtlicher Energiegemeinschaften zu Lasten anderer Kunden sollte vermieden werden (siehe auch Anm. zu Artikel 15). Ebenso wäre für den BDEW eine Ausgestaltung gemäß Artikel 16 Abs. 2 Buchst. (e) unverzichtbar, wonach lokale Energiegemeinschaften, die als Netzbetreiber tätig werden, alle Anforderungen (insbesondere der geltenden Entflechtungsregeln) für Verteilernetzbetreiber erfüllen müssen. Da Anteilseigner oder Mitglieder eine lokale Energiegemeinschaft gemäß Art. 16 Abs. 2 Buchst. (c) jederzeit verlassen können und somit übergangslos (wieder) in den Zuständigkeitsbereich des VNB fallen, ist sicherzustellen, dass die VNB alle Pflichten bezüglich dieser Netzkunden erfüllen können. Hierzu ist es erforderlich, dass der VNB bei Austritt eines Anteilseigners oder Mitglieds aus der lokalen Energiegemeinschaft die Möglichkeit erhält, an dessen Entnahmestellen Unterzähler einzurichten und diese zu betreiben. Bei größeren lokalen Energiegemeinschaften, die in nicht unerheblichem Umfang Strom verbrauchen und/oder selbst erzeugen, benötigt der VNB, an dessen Netz diese Energiegemeinschaften angeschlossen sind, zudem Informationen über Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe, um jederzeit den sicheren und stabilen Betrieb seines Netzes sicherstellen zu können.

Abrechnung und Rechnungsinformation – Artikel 18

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass die Regelungen in Artikel 18 die bestehenden Anforderungen schärfen, aber keine neuen Vorgaben enthalten. Bei der Diskussion um Transparenz und Informationsgehalt von Rechnungen sollte beachtet werden, dass bei den gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich Rechnungen und Verbrauchsinformationen eine Ausgewogenheit zwischen der Fülle der Informationen einerseits und Übersichtlichkeit sowie Wirtschaftlichkeit andererseits gewahrt werden muss. Durch zusätzliche Vorgaben würde die Transparenz und damit Kundenakzeptanz nicht gefördert. Die Vielzahl der Informationen an Energie-Kunden (gesetzlich verpflichtend oder auch unternehmensindividuelle) stellt die Unternehmen schon jetzt vor die schwierige Aufgabe, ihre Kundenkommunikation trotz der Informationsfülle transparent und in der Erstellung wirtschaftlich zu gestalten.

Andererseits ist die Kundenkommunikation im Wettbewerb nicht nur ein wesentliches Instrument der Kundenbindung, sondern dient auch der Unterscheidung vom Wettbewerber. Mögliche Standardisierungsvorgaben sind daher abzulehnen, da die geplanten Standards eher den Wettbewerb schwächen als diesen befördern. Unternehmen sollten sich über das Layout der Rechnung und unternehmensspezifische Kundenkommunikation positionieren und auf spezielle Kundengruppen und -wünsche eingehen können. Es ist für erfolgreiche Kundeninformation auch im Sinne möglichst hoher Energie- und Kosteneinsparung entscheidend, die Kunden entsprechend ihren Bedürfnissen und Wünschen anzusprechen – das kann nur im Wettbewerb geschehen.

Artikel 18 (2) und (3) sollten bezüglich der kostenfreien Rechnung und Rechnungsfrequenz bzw. Verbrauchsinformation konkretisiert werden. Eine kostenfreie unterjährige Verbrauchsinformation kann nur Kunden angeboten werden, die über einen fernauslesbaren Zähler verfügen und diese digital (E-Mail, SMS etc.) empfangen können. Die Ablesung und Verarbeitung analoger Messdaten ist kostenaufwändig und praktisch flächendeckend kaum umsetzbar, da sie die regelmäßige Selbstablesung durch die Kunden an analogen Zählern voraussetzt.

Smart metering – Artikel 19 bis 21 i.V.m. Artikel 2 Nr. 17 und 20

Der BDEW hebt positiv hervor, dass die in Artikel 20 geforderten Funktionalitäten sich nur auf die Fälle von Smart metering systems (d. h. Messsystemen, die Daten empfangen und senden können) beziehen. Der Schutz privater Daten ist wesentliche Grundlage für die Kundenakzeptanz.

Die in Artikel 20 Buchst. (a) und Annex III Buchst. 3 (b) vorgeschriebene Bereitstellung und Visualisierung von Messdaten in „nahe Echtzeit“ („near-real time“) erfordert eine hochperformante und hochverfügbare telekommunikative Anbindung der Smart metering systems. Damit die hierdurch entstehenden Kosten mögliche Einspareffekte nicht grundsätzlich überkompensieren, schlagen wir vor, auch größere Zeitauflösung bis zu einer Stunde zuzulassen. Unabhängig von der Begriffsbestimmung in Artikel 2 Nr. 20 sollte jedenfalls in Artikel 20 a) davon abgesehen werden, eine Verpflichtung einzuführen, alle Kundendaten als Regelfall binnen Sekunden automatisiert zu übermitteln und zu verarbeiten. In Deutschland ist eine maximal viertelstündliche Erfassung und tägliche Übermittlung der abrechnungsrelevanten Daten derzeit üblich und für die Abwicklung der Lieferung an den Kunden im Regelfall völlig ausreichend. Damit jedoch die Potenziale zur Nutzung von Flexibilitäten – z. B. für die Vermarktung als positive und/oder negative Regelenergie – erschlossen werden können und dem steigenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien mit zum Teil sehr hohen Leistungsgradienten Rechnung getragen werden kann, sollten Lösungen für die Bereitstellung von Verbrauchs- bzw. Erzeugungsdaten in höherer Frequenz entwickelt werden. Zu beachten ist, dass diese Messdaten, sofern sie als Grundlage für Abrechnungszwecke dienen sollen, den jeweiligen Bestimmungen des Eichrechts genügen müssen.

In Artikel 22 Nr. 2 sollte klargestellt werden, dass etwaige Hardware zur Visualisierung wie bspw. Homedisplays und deren Anbindung an den Zähler nicht verpflichtend bereitzustellen ist und die Bereitstellung entsprechender Dienste daher dem Markt überlassen werden sollte. Insbesondere die Anbindung von bspw. Homedisplays in Mehrfamilienhäusern an die in der Regel im Keller befindlichen Zähler erfordert hohen technischen und finanziellen Einsatz, der in aller Regel etwaige Einspareffekte überkompensiert. Dem Informationsbedürfnis der Kunden kann über verschiedene Wege Rechnung getragen werden, so z.B. über Apps oder Internetplattformen.

Die in Annex III Nr. 3 enthaltenen Regelungen zur Höhe und zeitlichen Verteilung von Mindesteinbauten innerhalb von acht Jahren nach einer positiven Kosten-Nutzen-Analyse sind in Deutschland nicht umsetzbar, da die für Deutschland vorgesehenen Smart-Meter-Gateways

im Moment noch nicht verfügbar sind. Es wird deshalb empfohlen, die Rollout-Verpflichtung an verfügbare und wirtschaftliche Lösungen zu knüpfen.

Datenmanagement – Artikel 23

Die Binnenmarktrichtlinie fordert zu Recht, dass die betreffenden Messdaten insbesondere den Kunden, Lieferanten, VNB und ÜNB, Aggregatoren und Energiedienstleistern zur Verfügung gestellt werden sollen. Aufgrund der Liberalisierung auch des Messwesens in Deutschland müssen auch Messstellenbetreiber die für sie notwendigen Daten erhalten.

Datenformat – Artikel 24

Der BDEW unterstützt die Absicht der Europäischen Kommission, grenzüberschreitenden Wettbewerb auf den Endkundenmärkten zu fördern. Als entscheidende Hindernisse auf diesem Weg sieht der BDEW aber nicht die fehlende Standardisierung der Datenformate und Geschäftsprozesse für den Wettbewerb sondern die divergierenden nationalen Ausgestaltungen des Abgaben-, Eich- und Abrechnungsrechts. Eine Angleichung der Verhältnisse würde einen erheblichen Beitrag zum Zusammenwachsen der Endkundenmärkte leisten. Deshalb sollte die EU zunächst hier ansetzen.

Deshalb ist es nach Ansicht des BDEW derzeit sachgerecht und vollkommen ausreichend, eine solche Standardisierung auf nationaler Ebene vorzunehmen. Die bestehende Praxis in Deutschland zeigt, dass die mit hohem Aufwand entwickelten und implementierten Datenformate und Prozesse eine entscheidende Grundlage für einen intensiven Wettbewerb im Endkundenmarkt sind. Die hohen Wechselquoten belegen, dass der Lieferantenwechsel für den Endkunden problemlos möglich ist. Damit dies so bleibt, werden die Prozesse und Datenformate ständig neuen Erfordernissen angepasst. Der Aufwand hierfür ist beträchtlich, wird jedoch zugunsten der positiven Wirkung für den Wettbewerb im Endkundenmarkt von Politik und Regulierung in Kauf genommen.

Ein einheitliches europäisches Datenformat kann unter Umständen langfristig die Basis für einen gemeinsamen europäischen Binnenmarkt im Endkundensektor sein. Angesichts des Aufwands, der mit einer Implementierung – also Umstellung – in allen Ländern verbunden ist, wird aktuell davon abgeraten. Ein solches Projekt müsste jedoch zwingend einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden, denn die Kosten für die Implementierung wären enorm. Insbesondere der mögliche Nutzen für die Verbraucher wäre zu prüfen und einer zusätzlichen Kostenbelastung der Verbraucher gegenüberzustellen. Darüber hinaus wird es als kontraproduktiv angesehen, wenn mitten im Roll Out von intelligenten Messsystemen die Basis der Kommunikation verändert wird. Aktuell sollte daher vor der Schaffung neuer Regelungen der Schwerpunkt auf der Implementierung der bestehenden Vorgaben des 3. Energiebinnenmarktpakets liegen. Als nächster Schritt wäre mittelfristig ggf. die Prüfung einheitlicher Datenformate und nicht-diskriminierender und transparenter Prozesse für Bereiche mit hoher grenzüberschreitender Relevanz und wo wirtschaftlich und technisch sinnvoll, zu erwägen. Dies sollte jedoch nicht auf Basis einer Richtlinie, sondern projektbezogen erfolgen.

Schutzbedürftige Kunden Artikel 28 und Energiearmut – Artikel 29

Die Energieversorgungsunternehmen im BDEW befürworten die angemessene und sachgerechte Unterstützung sozial schwacher Haushalte bei der Versorgung mit Energie. Die diesbezüglichen Vorgaben der EU sind in Deutschland mit dem Sozialrecht abgedeckt. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden muss ein Ausgleich sozialer Härten grundsätzlich über die Wohlfahrtssysteme der einzelnen Mitgliedstaaten erfolgen. Die beste Lösung für bezahlbare und sozialverträgliche Energiepreise ist eine Preisbildung in einem starken Wettbewerb mit einem Minimum an staatlichen Umlagen und Eingriffen. Dies schließt auch den Wettbewerb um die kostengünstigsten Lösungen zur Erreichung der Klimaschutzziele ein; Stichworte sind hierbei zum Beispiel Technologieoffenheit und CO₂Vermeidungskosten.

Der BDEW bewertet die verwendete Begrifflichkeit „Energiearmut“ als kritisch, insbesondere im Zusammenhang mit dem vorgesehenen Monitoring. Dieses Monitoring setzt eine Definition des Begriffes „Energiearmut“ voraus. Eine separate Betrachtung und Definition einzelner „Armutsfelder“ (wie im Falle der „Energiearmut“) ist jedoch nicht zielführend. Armut ist im europäischen Kontext bereits definiert und kann nicht auf einzelne Lebensbereiche aufgespalten werden. Armut hat diverse Gründe und Auswirkungen und kann nur innerhalb eines Gesamtkonzeptes bekämpft werden. Eine Definition von einzelnen Armutsfeldern konterkariert in der Ableitung der Konsequenzen (Unterstützungsleistungen) zudem nationale Programme und Unterstützungsleistungen zur Bekämpfung der Armut. So würden je nach „Armutsfeld“ ggf. unterschiedliche Grenzen für Hilfeleistungen definiert, die bei der Gewährung von Unterstützung separat geprüft werden müssten. Ein Monitoring eines separaten „Armutsfeldes“ führt zudem zu einem vermeidbaren bürokratischen Aufwand dem eher ein geringer Nutzen gegenübersteht.

Die Rolle des Verteilernetzbetreibers – Artikel 31 bis34 und 36

Dezentrale Strukturen zeichnen sich immer deutlicher ab und prägen die Rolle von Verteilernetzbetreibern. Hierbei spielt die Einbindung von Flexibilität eine immer größere Rolle.

Der VNB ist verantwortlich für den sicheren Betrieb seines eigenen Netzes, das in vielen Fällen bereits heute nicht mehr nur der Verteilung von Strom an Verbraucher, sondern auch der Aufnahme von dezentralen Einspeisungen dient. Ähnlich wie die Übertragungsnetzbetreiber betreiben die VNB daher bereits heute aktiven Netzbetrieb („active system management“), um jederzeit die Sicherheit und Stabilität ihrer Netze zu gewährleisten. Hierbei spielt die Einbindung von Flexibilität eine immer größere Rolle. Der Einsatz von Systemdienstleistungen muss bedarfsgerecht erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass die Verteilernetzbetreiber die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Rolle gegenseitig ergänzen und eine klare Abgrenzung der Verantwortlichkeiten stattfindet. Analog zur Regelung bzgl. des Betriebs der Übertragungsnetze (Artikel 40 Abs. 1 BMRL) sind auch die Verantwortlichkeiten des VNB in der Verordnung eindeutig festzulegen.

Durch diese neue Verantwortung ist der Verteilernetzbetreiber zum Ermöglicher intelligenter Marktplätze („market facilitator“) für netzdienliche Flexibilität, insbesondere für Systemdienstleistungen geworden. Richtigerweise passt die Europäische Kommission das gesetzliche

Regelwerk an diese geänderten Gegebenheiten an. Zu Recht verzichtet die Europäische Kommission auf weitergehende Entflechtungsmaßnahmen und gewährleistet die Neutralität des Netzbetreibers stattdessen durch Anforderungen an die Rolle des Netzbetreibers. Der BDEW begrüßt, dass Verteilnetzbetreiber nicht in Konkurrenz zu Marktakteuren treten, sondern sich ihrer zur Entwicklung und Flexibilisierung der Verteilnetze bedienen. Der BDEW hat hierzu ein Ampelkonzept entwickelt, das das Zusammenspiel von Verteilnetzbetreibern und Marktakteuren regelt.³ Nach erstem Eindruck deckt sich die von der Europäische Kommission in den Artikeln 31 bis 34 entwickelte Konzeption weitgehend mit der Konzeption des BDEW. Es erscheint sachgerecht, Ausnahmen von der beschriebenen Rollenverteilung zwischen reguliertem und nicht-reguliertem Bereich zuzulassen.

Hierfür ist es unausweichlich, dass der Zugang zum Verteilnetz wie es in Deutschland bereits seit langem gelebte Praxis ist, diskriminierungsfrei und transparent erfolgt. In Artikel 6 und in Artikel 33 Nr. 1 wird daher richtigerweise die Grundlage dafür gelegt, dass ein Verteilnetzbetreiber gegenüber Dritten diesen Zugang stets gewährleisten muss.

Aufgaben der Verteilnetzbetreiber bei der Flexibilitätsnutzung – Artikel 32

Der BDEW hat bereits 2015 ein Konzept vorgestellt, wie Marktteilnehmer und Netzbetreiber in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert, und der roten Netzphase, in der die Systemstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn ein potenzieller Netzengpass in einem definierten Netzsegment vorliegt. In der gelben Phase rufen Verteilnetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern. Dieses Konzept kann den z. B. durch Erneuerbare Energien oder Elektromobilität erforderlichen Netzausbau reduzieren und sollte als Grundlage für die Ausgestaltung der Flexibilitätsnutzung auf lokaler Ebene dienen.

Der BDEW unterstützt die Idee, dass Netzausbau transparent erfolgen sollte. Jedoch sollte die Notwendigkeit eines regelmäßigen Netzentwicklungsplans gegenüber der Regulierungsbehörde nicht für das gesamte Verteilernetz und somit für über 800 zumeist kleine Verteilnetzbetreiber in Deutschland gelten. Hier besteht das Risiko hoher administrativer Aufwendungen für die Verteilnetzbetreiber und die nationalen Regulierungsbehörden, ohne dass dies zu einem Vorteil für die Erreichung der genannten Ziele führt. Stattdessen sollte dies auf systemrelevante Netzentwicklungen begrenzt werden. Ein regelmäßiger Netzentwicklungsplan sollte auf nationaler Ebene von der Regulierungsbehörde vor Ort dort gefordert werden, wo dies aufgrund des Netzzustands erforderlich ist. Die Aufgabe sollte zumindest in sehr einfacher Form erfüllbar sein.

³ Das BDEW-Ampelkonzept wird im Bericht der von der Europäischen Kommission eingesetzten Smart Grids Task Force beschrieben: „Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility – Refinement of Recommendations“, Annex to EG3 Report, Smart Grids Task Force, September 2015, abrufbar unter http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EG3%20Refined%20Recommendations_FINAL_clean.pdf.

Errichtung und Betrieb von Ladesäulen – Artikel 33

Grundsätzlich werden Errichtung und Betrieb von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge im wettbewerblichen und nicht im regulierten Bereich durchgeführt. Diesen Grundsatz unterstützt der BDEW.

Für Deutschland müsste klargestellt werden, unter welchen Bedingungen der Verteilnetzbetreiber außerhalb des regulierten Bereichs Ladesäulen errichten und betreiben darf.

Damit in der Praxis Regel- und Ausnahmefall klar voneinander abgrenzbar sind, sollten die Anforderungen an den „Markttest“ präzisiert werden.

Klarstellend möchte der BDEW darauf hinweisen, dass die Regelung nicht dahingehend abgeändert werden darf, dass Verteilnetzbetreiber – z. B. bei Ausbleiben von Aktivitäten durch Marktteilnehmer – dazu gezwungen werden, Ladesäulen zu errichten oder zu betreiben.

Errichtung und Betrieb von Speichern – Artikel 36

Der BDEW unterstützt den grundsätzlichen Ansatz der Europäischen Kommission, neue Märkte wie für Speichertechnologien diskriminierungsfrei, wettbewerblich und transparent zu gestalten. Auch hier sollten die Anforderungen an den Markttest präzisiert werden, um Regel- und Ausnahmefälle klar voneinander abgrenzen können.

Der vorliegende VO-Entwurf (Artikel 36) wird nicht in allen Facetten der Frage der Nutzung von Speichern und deren Bedeutung für das Verteilernetz gerecht. Im Rahmen der Energiewende sind Speicher ein wesentlicher Bestandteil für die zukünftige Entwicklung und Funktionsweise der Verteilernetze. Sie können einen effektiven Beitrag dazu leisten, die geforderte Flexibilität und Einbindung der Letztverbraucher zu erreichen. Studien zeigen, dass die Netzdienlichkeit von Speichern gegeben ist und dass smarte Speichertechnologien dazu genutzt werden können, den notwendigen Umbau der Energieinfrastruktur Ausbau der Verteilernetze durch smarte Speichertechnologien kosteneffizienter als mit konventionellem Netzausbau zu realisieren. Das würde bedeuten, dass – sofern marktliche Lösungen nicht zur Verfügung stehen – Speichertechnologien als eine neue weitere Netzkomponente zu verstehen sind, die gewährleistet, dass die bereitgestellte Flexibilität von Letztverbrauchern genutzt und die Volatilitäten durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien effizient im Netzbetrieb einfließen können. Vor diesem Hintergrund begrüßt der BDEW, dass die netzdienliche Nutzung von Speichern durch Verteilnetzbetreiber bei negativem Markttest auch weiterhin ermöglicht wird, um einen kosteneffizienten Netzbetrieb auch zukünftig zu gewährleisten.

Hinsichtlich der Behandlung von Speichern in der Netzentgeltsystematik weist der BDEW darauf hin, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Strom-zu-Strom-Speichern in vielen Fällen dann nicht mehr möglich ist, wenn der eingespeicherte Strom – dem Stromverbrauch von Endkunden gleich – mit Netzentgelten und anderen Gebühren und Umlagen belegt wird.

Aufgaben der VNB beim Umgang mit Daten von Netzkunden – Artikel 34

Die Regelung zur Neutralität und Verschwiegenheit der Verteilernetzbetreiber beim Umgang mit **Daten von Netzkunden** ist sachgerecht, erschöpft jedoch den Regelungsbedarf nicht. Den Verteilernetzbetreibern sollte vielmehr – deutlicher als in Artikel 34 Satz 1 – ein Anspruch auf alle zum sicheren Betrieb ihres Netzes erforderlichen Kundendaten eingeräumt werden. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die Anforderungen zur Weitergabe von Daten durch den VNB an den ÜNB nach Maßgabe der Grundsätze zur Datensparsamkeit und zum Datenschutz, insbesondere unter Beachtung der Datenschutz-Grundverordnung VO (EU), ausgestaltet werden. Umgekehrt sollten auch die Kunden bzw. relevanten Marktteilnehmer einen Anspruch auf Transparenz und Bereitstellung der sie betreffenden Daten, z. B. zu Einspeisemanagementmaßnahmen, gegenüber Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern haben (vgl. ergänzend die Ausführungen zu smart metering).

Bereits durch Artikel 37 (confidentiality obligation of DSOs) wird sichergestellt, dass der VNB – auch bei rechtlich und organisatorisch nicht entflochtenen Unternehmen – vertraulich mit wirtschaftlich sensiblen Informationen umgeht und diese insbesondere auch nicht dem vertikal integrierten Unternehmen z.B. für Vertriebszwecke zugänglich macht. Artikel 34 S.3 ist damit überflüssig und sollte gestrichen werden. Zumindest sollte deutlich werden, dass damit keine weitergehenden, d.h. über Artikel 37 hinausgehenden gesetzgeberischen Maßnahmen auf nationaler Ebene erforderlich werden, sondern Artikel 34 S. 3 allenfalls der Klarstellung der Verpflichtung der informatorischen Entflechtung dient.

Kompetenzen der Regulierungsbehörde – Artikel 58 bis 59

Die Kompetenzen werden auf die Beobachtung von Vergleichsportalen erstreckt (Artikel 59 Abs. 1 lit. z). Hierbei handelt es sich um eine klassische Aufgabe der Wettbewerbs- und Kartellaufsicht. Diese sollte auch künftig für missbräuchliches Verhalten von Marktparteien und anderen untereinander im Wettbewerb stehenden Dienstleistern zuständig sein.

Kritisch sieht der BDEW die Beschneidung der Kompetenzen nationaler Regulierungsbehörden zugunsten von ACER (Artikel 58 Nr. 5 h).

Aufgaben des TSO – Artikel 40 Abs. 2 und Aufhängung des ITO – Artikel 47 Abs. 3

Die Regelung in Artikel 40 Abs. 2 BMRL sieht für Mitgliedstaaten die Möglichkeit vor, dass ein TSO nicht alle Aufgaben selbst übernehmen muss. Er kann diese Aufgaben von anderen TSOs wahrnehmen lassen, aber nur wenn der andere TSO eigentumsrechtlich entflochten ist. Der BDEW lehnt die in Artikel 40 Abs. 2 BMRL vorgesehene Regelung generell ab. Durch das 3. Binnenmarktpaket wurden bereits ausreichend Entflechtungsmöglichkeiten vorgesehen, die Interessenskonflikte zwischen Systemführung und Asset Management verhindern. Ein Mehrwert der nun vorgesehenen Regelungen ist nicht erkennbar. Zudem wird die Absicht der Kommission deutlich, die Systemführung weiter zu zentralisieren und regulatorische Strukturen für einen ROC zu etablieren. Die in Artikel 40 Abs. 2 vorgesehene Ungleichbehandlung des ITO gegenüber eigentumsrechtlich entflochtenen Transportnetzbetreibern ist des Weiteren nicht nachvollziehbar. Alle Entflechtungsarten stehen gleichwertig nebeneinander.

der. Dies gilt insbesondere auch aufgrund der enormen Anforderungen an einen ITO, die in den Artikel 46 bis 51 festgehalten sind.

Es ist nicht nachvollziehbar, dass Artikel 47 Abs. 3 BMRL die direkte Anbindung eines ITO weder an das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (viEVU) selbst noch an Tochterunternehmen des viEVU zulässt.

Eigentum von Übertragungsnetzbetreibern an Speichern und die Beschaffung von Systemdienstleistungen – Artikel 54

Im Zeichen steigender Anforderungen an Übertragungsnetze im Zuge der Energiewende steigt auch die Bedeutung von Anlagen und Dienstleistungen, die für den sicheren Netzbetrieb und die Systemsicherheit erforderlich sind.

Artikel 54 verfolgt eine vergleichbare Regelungslogik wie auch die auf Verteilernetzbetreiber anzuwendenden Regelungen der Artikel 33 und 36:

- Grundsätzlicher Vorrang des Marktes
- Eintrittsbefugnis des Netzbetreibers, wo ersichtlich kein Markt besteht
- Periodische Überprüfung der Marktsituation.

Diese Grundsatzentscheidung erscheint auch im Hinblick auf Aktivitäten von Übertragungsnetzbetreibern zum Eigentum und Betrieb von Speichern oder von Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen sachgerecht. Dabei ist sicherzustellen, dass Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen im Sinne von Art. 54 Abs. 2 Buchst. b, wenn diese Netzbestandteile darstellen (beispielsweise Transformatoren oder Kondensatorbänke), von ÜNB errichtet und betrieben werden können. Gleichzeitig sollte die Feststellung mangelnden Marktes auch hier präzisiert werden.

Transparency – Artikel 59 Absatz 8

Die Pflicht zur transparenten Offenlegung der Methoden erscheint angemessen; Transparenz hinsichtlich der einzelnen Kostenbestandteile ist gegenüber der Regulierungsbehörde, nicht aber gegenüber allen Marktteilnehmern herzustellen.

Binnenmarktverordnung Strom (BMVO)

Der BDEW begrüßt die marktliche Grundausrichtung der Vorschläge und Prinzipien (freie Preisbildung etc.) der Binnenmarktverordnung.

Prinzipien für die Elektrizitätsmärkte – Artikel 3

In Abs. 1 (l) sollten Speicher – wie in (f) und (i) – aufgenommen werden.

Bilanzkreisverantwortung – Artikel 4

Der BDEW begrüßt die Forderung des Artikel 4, dass alle Marktteilnehmer hinsichtlich ihrer Aktivitäten in Strommarkt einer Bilanzkreisverantwortung unterliegen. Nur so kann ein fairer Wettbewerb auf einem einheitlichen Level Playing Field gelingen.

Die Zulassung von Ausnahmen für bestimmte Projekte des Artikel 4 Abs. 2 lehnt der BDEW ab, da mögliche Bilanzkreisabweichungen durch Stromproduktion – oder – Verbrauch dieser Sonderprojekte durch Ausgleichenergie ausgeglichen werden müssten und somit nicht verursachungsgerecht beglichen würden. Vielmehr würden entstehenden Kosten durch die verbliebenen Bilanzkreisverantwortlichen oder über die Netzentgelte ausgeglichen. Dies würde gegen das Verursacherprinzip verstoßen.

Regelenergiemarkt – Artikel 5

Artikel 5 Abs. 5 Satz 1 schreibt als Preisfindungsmechanismus das sog. Einheitspreisverfahren (*marginal pricing*) vor. Der BDEW schlägt vor eine Vorfestlegung auf eine Bepreisungsmethode im Regelenergiemarkt zu vermeiden. Die Harmonisierung der Regelenergiemärkte ist ein wichtiges Ziel, dass der BDEW ausdrücklich unterstützt. Dies sollte jedoch nicht dazu führen, dass eine Harmonisierung nicht nur nach dem „Mehrheitsprinzip“ geführt wird, sondern auch die möglichen Konsequenzen einer Anpassung für die Markteffizienz eines Gesamteuropäischen Regelenergiemarktes betrachtet. Die alleinige Harmonisierung der Preissetzungsregel im Regelenergiemarkt auf *marginal pricing* greift zu kurz, zumal aktuelle Pilotstudien eine Reihe von Umsetzungsproblemen aufzeigen und diese zunächst eingehend geprüft werden sollten. Im Übrigen sind auch eine Vielzahl von weiteren Marktdesign-Elementen des Regelenergiemarktes zu harmonisieren.

Vielmehr muss bei Anpassungen des Regelenergiemarktes zunächst geprüft werden, ob diese Funktion nicht durch den Intraday-Markt erfüllt werden kann. Daher muss in erster Linie der Intraday-Markt als Instrument zum Selbstausgleich weiter gefördert werden.

Der BDEW spricht sich deshalb dafür aus, neben dem Einheitspreisverfahren (*marginal pricing*) auch das Gebotspreisverfahren (*pay as bid*) als zulässiges Gebotsverfahren in Absatz 5 aufzunehmen.

Darüber hinaus weist der BDEW darauf hin, dass der Intraday-Markt als zentrales Instrument zum Anbieten von Flexibilität und zum Selbstausgleich weiter gefördert werden muss. Die Anpassungen von regulatorischen Vorgaben zum Regelenergiemarkt dürfen diese Funktion nicht negativ beeinträchtigen.

Positiv ist dagegen zu vermerken, dass

- bei der genauen Ausgestaltung des Regelenergiemarkts auf eine weitgehende Integration Erneuerbarer Energien, Speicher, DSM und neuer Technologien geachtet werden soll (Abs. 1 und 2);

Zu Art. 5 Abs. 3 Satz 1 ist anzumerken, dass die Regelenergie nicht völlig losgelöst von der Regelleistung beschafft werden kann. Denn als Rückfalloption dient immer die kontrahierte Regelleistung, wofür auch ein Energiepreis vereinbart sein muss.

Day-Ahead und Intraday Märkte – Artikel 6 und 7

Beide Artikel geben mit den dort festgeschriebenen Prinzipien der Organisation des kurzfristigen Großhandels ein tragfähiges Gerüst, das gleichermaßen marktwirtschaftlich und europäisch geprägt ist. Es muss erreicht werden, dass die Liquidität in den Spotmärkten noch weiter steigt und diese Märkte weiter gefördert werden. Daher sieht der BDEW es als notwendig an, mögliche negative Konsequenzen der Anpassung des Regelenergiemarktes auf den liquiden Intraday-Markt vorab zu prüfen.

Ganz besonders unterstützt der BDEW die in Artikel 7 enthaltene Harmonisierung der Abrechnungsperiode für Bilanzkreisungleichgewichte („*imbalance settlement period*“) auf 15 Minuten. EU-Rat und Europäisches Parlament sollten auf keinen Fall die dort vorgesehene Anpassungsperiode über 2025 hinaus ausdehnen.

Terminmärkte – Artikel 8

Der BDEW stimmt mit der Europäischen Kommission überein, dass

- Terminmärkte zur Begrenzung des Risikos von Marktteilnehmern von herausragender Bedeutung sind und entsprechende Aktivitäten von den Mitgliedstaaten nicht beschnitten werden dürfen;
- Mitgliedstaaten einen Rahmen schaffen müssen, in dem Marktteilnehmer Preisvolatilität und zukünftige Erträge auf marktwirtschaftlicher Basis an transparenten, börslichen und ggf. außerbörslichen Märkten absichern können;
- Das Inverkehrbringen neuer Absicherungspunkte und der Handel nicht beschränkt werden sollen, solange es europäischem Recht nicht widerspricht;
- Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien ein legitimes Interesse haben, sich abzusichern.

Artikel 8 sollte als Grundsatznorm für Terminmärkte diskriminierungsfrei auf alle Marktteilnehmer anwendbar sein. Künftig wird es vermehrt darum gehen, zur Beherrschung von Unsi-

cherheit die von fluktuierenden Erneuerbaren ausgehen geeignete Hedgingprodukte zu entwickeln. Deshalb sieht der BDEW die besondere Hervorhebung Erneuerbarer Energien in Abs. 1 und 3 als gerechtfertigt an.

Aufhebung von Preisgrenzen – Artikel 9

Der BDEW begrüßt sehr die Aufhebung von Preisrestriktionen im Stromgroßhandel (Artikel 9 und 10). Nur so können Knappheitspreise entstehen, die die richtigen Anreize für Investitionen setzen.

Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien – Artikel 11

Der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien findet in Deutschland seinen Ausdruck sowohl in Form eines marktlichen Einspeisevorrangs als auch in Form eines physikalischen Einspeisevorrangs, wie z. B. bei Netzengpässen.

Wenngleich sich diese Stellungnahme grundsätzlich auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie bezieht, ist es im Hinblick auf den Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien erforderlich, auch Teile des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung zu berücksichtigen. Denn im Entwurf des „Winterpakets“ finden sich die relevanten Regelungen zum Einspeisevorrang für Erneuerbare Energien in folgenden Artikeln:

- Artikel 20 des Entwurfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie – Access and operation of the grids
- Artikel 11 des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung – Dispatching of generation and demand response
- Artikel 12 des Entwurfs der Strombinnenmarktverordnung – Redispatching and curtailment

Im Hinblick auf diese Regelung in Artikel 11 der Strombinnenmarktverordnung gibt es unterschiedliche Auslegungen. Konkret stellt sich die Frage, wie „Dispatch“ der Übertragungsnetzbetreiber zu verstehen ist.

Der Entwurf der Strombinnenmarktverordnung sieht in Artikel 11 Absatz 2 und 3 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Strom aus Erneuerbare Energien- und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) mit einer installierten Leistung von weniger 500 kW vorrangig abnehmen müssen. Sobald diese Anlagen in einem Land mehr als 15 Prozent der gesamten installierten Leistung ausmachen, sinkt die Schwelle auf 250 kW und ab dem Jahr 2026 auf 125 kW.

Auslegungsvarianten:

- Unter „priority dispatch“ kann verstanden werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Strom ungeachtet von Marktpreissignalen aufnehmen und am Spotmarkt der Strombörse verkaufen müssen. In Deutschland gibt es seit 2014 für Betreiber von größeren EE-Anlagen die Verpflichtung, ihren Strom direkt zu vermarkten. Seit dem 1. Januar 2016 gilt dies für alle Anlagen mit einer installierten Leistung von

mehr als 100 kW. Der Strom wird also nicht durch die Netzbetreiber verkauft, sondern durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dienstleister (Direktvermarkter). Anlagen unterhalb von 100 kW installierter Leistung können in Deutschland hingegen die feste Einspeisevergütung beanspruchen. Für diese Anlagen würde sich durch die vorgeschlagene Neuregelung nichts ändern, weil ihre installierte Leistung unter den vorgeschlagenen Schwellenwerten liegen. Sofern mit „priority dispatch“ der marktliche Einspeisevorrang einer Einspeisevergütung gemeint ist, ist die vorgesehene Einschränkung aus Sicht des BDEW somit zu begrüßen. Aus Sicht des BDEW sollte die Verpflichtung zur Direktvermarktung weiterhin für alle Erneuerbare-Energien-Anlagen unabhängig von ihrer installierten Leistung gelten.

- Der Artikel 11 der Strombinnenmarktverordnung kann aber auch im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement (Artikel 12) gelesen werden. In diesem Fall würde der Artikel 11 bedeuten, dass kleine EE- und KWK-Anlagen nicht unter das marktbasiertere Einspeisemanagement fallen würden. Sofern diese Auslegung gemeint ist, sollte das Verhältnis von Artikel 11 und 12 klarer herausgearbeitet werden. Systematisch müssten der Regelungsgegenstand dann in Artikel 12 behandelt oder zumindest berücksichtigt sowie entsprechende Bezüge hergestellt werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der ÜNB zwar ggf. das Signal der Abregelung an den Verteilernetzbetreiber (bspw. Einspeisemanagementmaßnahmen) weitergibt, aber keine Kenntnis über Anlagen und deren Betriebsführungszustand im Verteilernetz hat. Die ÜNB können somit den Vorrang dieser Anlagen nicht sicherstellen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW zunächst, die Formulierungen so anzupassen, dass der Einspeisevorrang für die Anschlussnetzbetreiber gilt.

Redispatch und Einspeisemanagement als Teil des Engpassmanagements – Artikel 12 Absatz 2 und 5

Der Einspeisevorrang in Deutschland findet weiterhin seinen Ausdruck in den Regelungen zum Einspeisemanagement. Nach gegenwärtigem Recht (Artikel 14 und Artikel 15 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)) werden in Deutschland im Fall auftretender Netzengpässe Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen nachrangig (nach konventionellen Erzeugungsanlagen) abgeregelt. Darüber hinaus entsteht für die abgeregelteten EE- und KWK-Anlagen ein umfassender Entschädigungsanspruch. Dies dient der Investitionssicherheit und reduziert Risikoprämien der Akteure.

Die entsprechenden Regelungen zum Einspeisemanagement und zu Entschädigungsansprüchen finden sich in Artikel 12 der Strombinnenmarktverordnung. Konkret sieht Artikel 12 die Einführung eines marktbasiertere Engpassmanagements vor, an dem alle Erzeugungstechnologien, Speicher und steuerbaren Lasten partizipieren können. Nur in Ausnahmefällen soll ein nicht marktbasiertere Engpassmanagement zur Anwendung kommen.

Aus Sicht des BDEW ist dieser diskriminierungsfreie marktliche Ansatz grundsätzlich zu begrüßen, gibt er doch die Möglichkeit, Netzengpässe kosteneffizient zu bewirtschaften. Im Hinblick auf Erneuerbare-Energien-Anlagen ist zu erwarten, dass diese Anlagen im Rahmen

eines marktbasiereten Engpassmanagements nachrangig abgeregelt werden (Leistungsreduktion), weil deren Opportunitätskosten aufgrund des Förderanspruchs im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken und steuerbaren Lasten vergleichsweise hoch sind. Etwas anders stellt sich der Sachverhalt dar, wenn die Förderung für Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgelaufen ist. In diesen Fällen sind die Opportunitätskosten der EE-Anlagen deutlich niedriger als zum Zeitpunkt der Förderung und entsprechen der Höhe der erwarteten Markterlöse, zuzüglich der Kosten für die Sicherstellung der Betriebsbereitschaft (zum Beispiel durch Strombezug) und ggf. zuzüglich des anteiligen Werteverbrauchs. In den meisten Fällen ist jedoch auch hier davon auszugehen, dass die Opportunitätskosten der EE-Anlagen höher sind als die Opportunitätskosten von konventionellen Erzeugungsanlagen. Denn bei einer Leistungsreduktion bzw. Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken ergeben sich die Kosten aus den eingesparten Brennstoffkosten und den zusätzlichen Kosten (zum Beispiel entgangene Erlöse, anteiliger Werteverbrauch etc. .), welche von den Kraftwerksbetreibern im Rahmen des marktlichen Ansatzes eingepreist werden.

Trotz dieser grundsätzlichen Befürwortung des marktbasiereten Engpassmanagements ist zu beachten, dass marktbasierter Redispatch nur bei ausreichend Wettbewerb funktioniert. Daher sollten aus Sicht des BDEW die wettbewerblichen Voraussetzungen von Leistungserhöhung und -reduktion getrennt voneinander betrachtet werden. So sind auch Fälle denkbar, in denen keine marktbasierete Lösung verfügbar ist, nicht hinreichend Flexibilitäten gegeben sind oder nicht genügend Wettbewerb zwischen den steuerbaren Einheiten besteht, da Netzengpässe nur regional behoben werden können. Für diese Fälle sieht Absatz 2 des Artikels 12 richtigerweise vor, dass eine Vorrang/ Nachrang-Regelung greifen kann, die den Prinzipien des Absatzes 5 folgt.

Entschädigung in Fällen von Engpassmanagement – Artikel 12 Absatz 6

Negativ ist in diesem Zusammenhang, dass in Fällen eines nicht marktbasiereten Engpassmanagements die Ansprüche auf Entschädigungszahlungen für Erzeugungsanlagen nicht angemessen berücksichtigt werden.

Artikel 12 Absatz 6 sieht in Fällen eines nicht marktbasiereten Engpassmanagements Mindestentschädigungen für alle Eingriffe vor. So sollen nach Artikel 12 Absatz 6 (a) mindestens die zusätzlichen Betriebskosten oder (b) 90 Prozent der am Day-Ahead Markt entgangenen Erlöse vergütet werden. Damit soll auch die entgangene Förderung berücksichtigt werden.

Aus Sicht des BDEW ist eine pauschale Orientierung am Day-Ahead-Markt nicht ausreichend, da dies nicht der Vermarktung des Stroms entspricht. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass diese Regelung alle Kosten inklusive der Erzeugungsauslagen, Opportunitäts-, Verschleiß- und CO₂-Kosten und zum Beispiel einen anteiligen Werteverbrauch umfasst. Der BDEW spricht sich in diesem Zusammenhang dafür aus, dass eine vollständige finanzielle Kompensation der Anlagen im Falle von Engpassmanagementmaßnahmen sichergestellt wird. Sämtliche Anlagen, die zur Behebung des Netzengpasses herangezogen werden, müssen finanziell so gestellt werden, als hätte es den Eingriff in die marktbasierete Fahrweise niemals gegeben. Der Betreiber einer Anlage darf durch den Eingriff wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden, als er ohne den Eingriff stünde. In diesem Zusammenhang

sind auch Kosten zu berücksichtigen, die in Folge der Engpassmanagementmaßnahmen entstehen (z. B. Fahrplanabweichungen etc.). Artikel 12 Absatz 6 (g) ist in diesem Sinne nicht umfassend genug.

Netzausbauverpflichtung – Artikel 12 Absatz 4

Positiv ist hingegen die enthaltene Regelung zur Verpflichtung zum Ausbau der Netze, die der Ausbauverpflichtung des EEG 2014 ähnelt. Gemäß Artikel 12 Absatz 4 (a) sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, ihre Netze so auszubauen, dass sie den Strom aus KWK- und Erneuerbare-Energien-Anlagen übertragen können. Dies soll Netzbetreiber nicht davon abhalten, ökonomisch günstigere Maßnahmen (siehe Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG) – soweit nicht mehr als 5 Prozent der installierten Leistung aus Erneuerbare-Energien- oder KWK-Anlagen im Netzgebiet abgeregelt werden – zu ergreifen.

Der BDEW teilt die Auffassung der Europäischen Kommission, dass es wirtschaftlich nicht effizient ist, das Netz so auszulegen, dass jede produzierte Kilowattstunde Strom transportiert werden kann. Insbesondere aufgrund der hohen Wetterabhängigkeit der EE-Stromproduktion kann es sein, dass die höchste Transportleistung nur in wenigen Stunden eines Jahres benötigt wird, etwa dann, wenn z. B. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen gleichzeitig und nahe ihrer maximalen Erzeugungsleistung einspeisen. Daher hatte sich der BDEW bereits 2013 dafür ausgesprochen, dass Stromnetze nur soweit ausgelegt werden müssen, dass sie 97 Prozent des Stroms aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien aufnehmen und transportieren können müssen. Artikel 11 Absatz 2 EnWG 2016 sieht die entsprechende Berücksichtigung der Spitzenkappung bei Wind und PV-Anlagen vor. In diesem Kontext ist darauf zu achten, dass Betreiber von Anlagen in Fällen von nicht-marktbasierten Netzengpassmaßnahmen wie oben erläutert vollständig entschädigt werden. Andernfalls würde eine unzureichende Kompensation zu Risiken und damit zu Mehrkosten bei einer Refinanzierung führen.

Anders als in Deutschland, stellt die von der Europäischen Kommission vorgeschlagene Regelung jedoch auf Leistung statt auf Arbeit ab und schließt in die 5-Prozent-Grenze auch KWK-Anlagen ein. Der BDEW empfiehlt hier die Angleichung der Regelung an Artikel 11 Absatz 2 EnWG. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Begrenzung auf dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen als auch auf die Strommenge.

Der Grund für die Empfehlung für die Bezugnahme auf die Strommenge dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen (Wind & PV) liegt in der Anreizwirkung im Hinblick auf die Anlagenauslegung. So würde in einem System, das auf Spitzenkappung bei der Einspeiseleistung abstellt, der Anreiz entstehen, solche Windenergieanlagen zu errichten, die eher selten (nur in Starkwindphasen) mit Höchstleistung einspeisen. Eine solche Entwicklung kann sogar den Netzausbaubedarf steigern. Im Fall einer Regelung, die sich auf Strommengen bezieht, werden (in Verbindung mit der Direktvermarktung) hingegen Anlagen angereizt, die bereits Strom erzeugen, wenn andere Windenergieanlagen noch stehen. Eine solche Anlagenauslegung orientiert sich mehr am Bedarf und ist insgesamt systemdienlicher.

Im Fall der Etablierung eines Ampelmodells zur Bewirtschaftung von Netzengpässen müsste die Parametrisierung dieser Netzausbauverpflichtung überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Anschlussverpflichtung – bisher unregelt

Kritisch zu bewerten ist aus Sicht des BDEW, dass eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum diskriminierungsfreien Anschluss von Erzeugern und Lasten nicht ausdrücklich vorgesehen ist. Der BDEW empfiehlt eine Klarstellung, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen Letztverbraucher, zu denen auch Ladepunkte für Elektromobile gehören, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen haben, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet werden. Gleichzeitig sollte Betreibern von Energieversorgungsnetzen das Recht eingeräumt werden, einen Netzanschluss zu verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten, wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist, oder einen alternativen Netzverknüpfungspunkt zuzuweisen, wenn dieser volkswirtschaftlich günstiger als der gewünschte Netzanschlusspunkt ist. Die Begründung im Falle eines Kapazitätsmangels muss in diesem Fall auch aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes im Einzelnen erforderlich wären, um den Netzanschluss durchzuführen.

Zusammen mit der Netzausbauverpflichtung gewährleistet die Netzanschlussverpflichtung Planungssicherheit für Investoren. Sie ist damit Grundlage für einen kosteneffizienten Umbau des Energieversorgungssystems. Aus Sicht des BDEW sollte die Strombinnenmarkttrichtlinie daher eine diskriminierungsfreie Anschlusspflicht für Erzeuger, Verbraucher und Speicher vorsehen.

Gebotszonen – Artikel 13

In Artikel 13 ist nun auch ausgeführt, dass die Europäische Kommission die Entscheidung über den Zuschnitt der Gebotszonen treffen soll. Der Neuzuschnitt einer Preiszone ist ein sensibles Unterfangen und hat weitreichende Auswirkungen auf das Marktdesign und die darin aktiven Marktteilnehmer. Der Preiszonenzuschnitt sollte immer langfristig ausgelegt sein, um das Vertrauen der Marktteilnehmer zu stärken und die Liquidität auch in langfristige Produkte zu stärken und Entscheidungen in langfristige Investitionen nicht zu gefährden. Um einen möglichst hohen Wettbewerb und Liquidität in einer Gebotszone zu gewährleisten, muss der Zuschnitt von Preiszonen möglichst groß gewählt sein. Das gilt vor allem auch in

Hinblick auf die Maßgabe des Artikels 8, die Einführung und Etablierung neuer langfristiger Hedging-Produkte zu unterstützen.

Aus Sicht des BDEW ist es notwendig, eine Änderung des Preiszonenzuschnitts mit allen Stakeholdern und Regulierungsbehörden abzustimmen und eine ausreichende Vorlaufzeit bei einer möglichen Anpassung zu berücksichtigen. Andernfalls sind erhebliche Marktverwerfungen zu erwarten.

Die EU-Verordnung 2015/1222 (CACM) schreibt bereits einen Prozess zum „Bidding Zone Review“ vor. Dieser wird momentan von ENTSO-E durchgeführt und ist auf einem guten Weg. Es ist vollkommen verfrüht, diesen Prozess zu überarbeiten, da er noch nicht ein einziges Mal zu Ende geführt wurde. Vielmehr sollte man das Projekt weiterhin aktiv unterstützen und dann auf die Umsetzung der Empfehlungen bestehen.

Die alleinige Entscheidungsbefugnis der Europäischen Kommission ist deshalb nicht nachvollziehbar und abzulehnen. Bei einem Neuzuschnitt der Preiszonen sollten immer entsprechend der bereits in der EU-Verordnung 2015/1222 getroffenen Regelung die nationalen Entscheidungsstellen mit einbezogen werden.

Die Regelung entspricht nicht dem bereits entworfenen und in Kraft getretenen Verfahren nach der Verordnung über die Kapazitätsvergabe EU 2015/1222, die eine einvernehmliche Entscheidung voraussetzt und alle Beteiligten einbezieht. Offen ist, in welchem Verhältnis beide Verfahren zueinander stehen sollen. Der Text in Artikel 13 der Verordnung konterkariert, die einvernehmliche Lösung, da die Europäische Kommission im Anschluss an das Verfahren nach EU-Verordnung 2015/1222 eine eigene Entscheidung trifft und zwar auf Vorschlag der ÜNB. Der Ausgang des anderen Verfahrens nach EU-Verordnung 2015/1222 wäre in diesem Fall praktisch irrelevant. Die Kommission könnte innerhalb von sechs Monaten immer eine eigene Entscheidung treffen. Im Zusammenhang mit den Gebotszonen sollte in jedem Fall eine einvernehmliche Lösung getroffen werden. Insbesondere, wenn es sich nicht um grenzüberschreitende Sachverhalte handelt. In jedem Fall müsste die Ausgestaltung sicherstellen, dass

- alle Entscheidungen langfristig angelegt sein müssen und die mittel- und langfristige Netzausbauplanung berücksichtigen müssen;
- Entscheidungen über eine innerstaatliche Aufteilung der Gebotszone nur als ultima ratio erfolgen dürfen und nur im Einvernehmen mit den Regulierungsbehörden des betroffenen Staates getroffen werden dürfen.

Allgemeine Grundsätze für Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement – Artikel 14

Grundsätzlich hält der BDEW es für richtig, dass möglichst viel der Interkonnektorenkapazität dem Markt auch verfügbar gemacht wird. Für einen Binnenmarkt ist dies essentiell. Die EU-Kommission geht jedoch zu weit, wenn sie in Artikel 14 Abs. 7 verlangt, dass Übertragungsnetzbetreiber die Interkonnektorenkapazität ohne Einschränkung verfügbar machen müssen. Die Folge wäre, dass die betroffenen Marktteilnehmer schlechter gestellt würden oder dass die Kosten für Redispatch drastisch steigen müssten.

Entgelte für den Netzzugang – Artikel 16

Nach Auffassung des BDEW ist eine Harmonisierung der Netzentgeltsystematik auf europäischer Ebene nicht zielführend. Es ist zu berücksichtigen, dass es in jedem Mitgliedstaat individuelle Besonderheiten gibt, die der jeweilige nationale Regulierer am besten anwenden und umsetzen kann. Beispielsweise bestehen in den Mitgliedstaaten große Unterschiede, in welcher Geschwindigkeit die Integration der dezentralen Erzeugung umgesetzt wird, ebenso wird die Implementierung von intelligenten Messgeräten unterschiedlich gehandhabt. Darüber hinaus sind auch die Topologien der Netze zwischen den Ländern sehr heterogen. Diesen Unterschieden muss durch die nationalen Regulierungsbehörden Rechnung getragen werden. Vor diesem Hintergrund sind nach Ansicht des BDEW die jeweiligen Regelungen im VO-Entwurf ersatzlos zu streichen.

Weiterhin sind Anreize für eine effiziente Betriebsführung vorgesehen, indem alle relevanten Kosten im Rahmen der Netzentgeltkalkulation Berücksichtigung finden und „performance targets“ zur Steigerung der Effizienz eingeführt werden. Grundsätzlich begrüßen die Netzbetreiber im BDEW die Anerkennung aller relevanten Kosten im Rahmen der Netzentgelte. Aber auch hier ist eine europäische Harmonisierung von „performance targets“ nicht sinnvoll. Allein schon in Deutschland ist es schwierig, die Effizienz der mehr als 800 Netzbetreiber untereinander sachgerecht zu vergleichen. Diese weichen in ihrer Effizienz durch sehr unterschiedliche Herausforderungen bei der Integration der erneuerbaren Energien sowie durch sehr ungleiche Bevölkerungsdichten voneinander ab. Um diesen Besonderheiten gerecht werden zu können, ist es aus BDEW-Sicht zielführender, die Anreize zu einem effizienten Netzbetrieb auf nationaler Ebene zu verankern.

Versorgungssicherheit – Kapitel IV

Einige Mitgliedstaaten verengen ihre Kapazitätsmechanismendebatte auf die Zahlung von Beiträgen zum Erhalt oder zum Aufbau bestimmter Erzeugungsparks. Es besteht die Gefahr der Einschränkung oder Behinderung des Wettbewerbs auf den Strommärkten durch die Einführung solcher Modelle. Der BDEW begrüßt, dass die Europäische Kommission in Artikel 18 Verbesserungen im Markt Vorrang gegenüber der Einführung von Kapazitätsmechanismen gibt, aber Kapazitätsmechanismen unter den im Folgenden genannten engen Voraussetzungen zulässt.

Grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen – Artikel 21

Der BDEW begrüßt es außerordentlich, dass Artikel 21 Kapazitätsmechanismen für eine grenzüberschreitende Teilnahme öffnet.

Artikel 21 Abs. 9 wirft die Frage auf, wer die beim Anschluss-ÜNB dafür anfallenden Kosten trägt.

Nach dem Verständnis des BDEW erfasst Artikel 21 nicht solche Reserven, die explizit für die Sicherstellung der Netzstabilität vorgesehen sind. Eine Klarstellung empfiehlt sich.

Designprinzipien Kapazitätsmechanismen – Artikel 23

Nach Ansicht des BDEW wäre eine Abweichung vom Grundsatz der Technologieneutralität bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten völlig verfehlt. Sie steht ferner im Widerspruch zu dem in Artikel 1 (b) genannten Ziel des nicht diskriminierenden Marktzugangs für alle Anbieter. Der „Beitrag zur Dekarbonisierung der Wirtschaft“ ist demnach begrenzt auf die „Ermöglichung der Marktintegration und der marktbasierter Vergütung von aus erneuerbaren Quellen erzeugter Elektrizität“. Damit stimmt Artikel 3 Abs. 1 Unterabsatz (e) überein.

Das Erfordernis der Einhaltung eines 550 g CO₂/kWh Wertes in Art. 23. Abs. 4 BMVO läuft auf einen selektiven Kapazitätsmarkt hinaus. Es handelt sich dabei auch im kein Designprinzip, sondern ein Ausschlusskriterium für bestimmte Anlagen. Der BDEW lehnt dies strikt ab. Es darf kein Ausschlusskriterium geben, das konventionellen Erzeugungsanlagen den Zutritt zum Kapazitätsmarkt verwehrt. Ziel eines Kapazitätsmarktes muss es ausschließlich sein, Versorgungssicherheit zu garantieren. Die Emissionsminderung von Treibhausgasen muss anderen Mechanismen vorbehalten werden, namentlich der Ertüchtigung des Emissions-Zertifikatehandels. Die Generaldirektion Wettbewerb hat dies im Zwischenbericht zur Sektorenuntersuchung überzeugend dargelegt und mit dem Abschlussbericht explizit bestätigt.

Das Erfordernis ist aber nicht nur – wie dargelegt – volkswirtschaftlich ineffizient. Es ist auch nicht effektiv. Durch zusätzliche Marktaustrittssignale für eine dem Emissionshandel unterliegende Emittenten steigen die Produktionsmöglichkeiten für andere Emittenten. Der Eingriff ist also klimapolitisch wirkungslos. Wird beispielsweise ein Kohlekraftwerk infolge der Regelung geschlossen, dann sinkt dadurch die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. D. h. der Preis für CO₂ fällt und andere Anlagen bzw. Industrien emittieren dadurch mehr Treibhausgase.

- Dagegen fehlen Designprinzipien in Artikel 23 für eine wettbewerbs- und binnenmarktverträgliche Ausgestaltung: Kapazitätsmechanismen sollen marktbasierter sein.
- Kapazitätspreise sollen sich frei entsprechend Angebot und Nachfrage entwickeln und sollen in ihre Höhe nicht begrenzt sein.

Der Hinweis auf die EU-Beihilfeleitlinien in Absatz 1 ist entbehrlich, da diese ohnehin geltendes Recht sind.

ENTSO-E – Artikel 25

ENTSO-E erhält durch Artikel 25 Abs. 2 die Kompetenz zu Überwachung der geplanten ROCs. Der BDEW sieht hierin einen Widerspruch mit dem eigentlichen (bzw. ursprünglichen) Arbeitsauftrag an ENTSO-E.

Regional operational centers (ROCS) – Artikel 32 bis 44

Das Konzept der ROCs wird durch den BDEW aus diversen Gründen entschieden abgelehnt.

- Erstens findet eine organisatorische und gesellschaftsrechtliche Entflechtung statt und diese ist vollkommen unverhältnismäßig. Durch die ROCs wird in erster Linie eine zusätzliche Bürokratieebene geschaffen, wobei der Nutzen im Sinne von Wohlfahrtgewinnen und Systemsicherheit höchst fragwürdig ist.
- Zweitens werden den Übertragungsnetzbetreibern Kernaufgaben entzogen, die zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und zur Überwachung der Versorgungssicherheit essentiell sind. Mitgliedsstaaten können keinen Einfluss mehr auf die Systemsicherheit nehmen. Vielmehr führt die Einführung von ROCs zu neuen Risiken für die Systemsicherheit. Durch die Kompetenzüberschneidungen entstehen Verantwortungsunklarheiten und eine erhöhte Komplexität bei der Abstimmung.
- Drittens stehen nach Ansicht des BDEW derzeit mit Blick auf die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber vor allem Themen im Vordergrund, bei denen die Gründung von ROCs nicht förderlich ist. Aufgrund der sich verändernden Erzeugungsstandorte und der damit verbundenen veränderten Stromflüsse ist der Ausbau der Übertragungsnetze die größte Herausforderung in den kommenden Jahren, in deren Zusammenhang sich vor allem drei Fragen stellen: Wie kann der Ausbau der Übertragungsnetze beschleunigt werden? Woher kommt die Akzeptanz? (Europäische Institutionen sind kaum geeignet vor Ort die Akzeptanz des Bürgers zu fördern). Wie können die Unterschiede im nationalen Genehmigungs- und Planungsrecht überwunden werden? Diese Fragen sollten von der Politik, den zuständigen Behörden und den Unternehmen vordringlich angegangen werden. Die zeitgleiche Gründung von ROCs ist in diesem Zusammenhang nicht hilfreich; sie kann im schlechtesten Fall sogar hinderlich sein, da wichtige Ressourcen in den Unternehmen über längere Zeit durch die Schaffung neuer Strukturen blockiert sein werden.

Der BDEW spricht sich stattdessen dafür aus, das ROC-Konzept durch das RSC-Konzept (*Regional Security Coordinators/regionale Sicherheitskoordinatoren*) zu ersetzen. Es zielt darauf ab, freiwillige Kooperationen, wie etwa im Rahmen von CORESO (*Coordination of Electricity System Operators*) und TSCNET (*Transmission System Operator Security Cooperation*) angestrebt, anzureizen. Regionale Sicherheitskoordinatoren unterstützen die nationalen Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Verantwortung („shall provide support“, „provide assistance“, „propose“ etc.). Der BDEW empfiehlt eine genaue Prüfung, welche Aufgaben sich für eine Delegation an die RSCs eignen. Engere Kooperation zwischen den ÜNB ist nicht nur aus Systemkostensicht, sondern auch für die Wahrung der europäischen Systemsicherheit vorteilhaft. Die Systemsicherheit kann aber nur dann gewährleistet werden, wenn Zuständigkeiten für selbige zwischen den ÜNBs und den Regionalen Zentren (RSCs) klar abgegrenzt werden.

EU DSO entity – Artikel 49bis 52

Bereits die auf Basis des dritten Binnenmarktpakets entwickelten Netzkodizes und Leitlinien betreffen nicht nur, wie ursprünglich vorgesehen, grenzüberschreitende Aspekte, sondern in

erheblichem Umfang auch die VNB-Ebene. Bei ihrer Weiterentwicklung und der möglichen Erstellung neuer Regelwerke ist es daher wichtig, eine gleichberechtigte Teilhabe der VNB an der Erarbeitung sicherzustellen. Daher ist das Ansinnen richtig, eine „EU DSO entity“ zu schaffen, die mit Befugnissen analog zu ENTSO-E ausgestattet wird.

Bei der genauen Ausgestaltung einer EU DSO entity ist darauf zu achten, dass die Heterogenität der europäischen VNB abgebildet wird und auch kleinere VNB angemessen beteiligt werden, denn auch für ihre Netzgebiete werden die Regelwerke gelten, die von der EU DSO entity erarbeitet werden sollen. Wenn aus organisatorischen Gründen keine direkte Mitwirkung einer Vielzahl von Unternehmen möglich erscheint, sollte den Mitgliedstaaten die Befugnis eingeräumt werden, für die „de-minimis-Unternehmen“ in ihrem Land eine geeignete Vertretungsregelung in der EU DSO entity festzulegen. Eine solche Vertretungsregelung kann auch dazu dienen, die Arbeits- und Entscheidungsfähigkeit der EU DSO entity sicherzustellen.

In jedem Fall muss, wie bereits in Artikel 50 Abs. 6 des VO-Entwurfs richtig angelegt, sichergestellt werden, dass die Kosten, die den VNB aufgrund der Mitwirkung an den Arbeiten der EU DSO entity entstehen, im Rahmen der Regulierung angemessen berücksichtigt werden. Ggf. wäre es sinnvoll, diese Regelung – in Analogie zu der entsprechenden ÜNB-Regelung in Artikel 30 – in einem eigenen Artikel zu fassen.

Die Ausgestaltung der EU DSO entity ist von Anfang an so anzulegen, dass auch Gasverteilernetzbetreiber mitwirken und gasnetzrelevante Themen behandelt werden können. Viele Regulierungsansätze wurden für Strom und Gas angewendet, allerdings ist vielfach eine spartenspezifische Ausgestaltung erforderlich. Durch eine Einbeziehung von Gas-VNB von Beginn an können Synergien in der Bearbeitung übergreifender Fragen gehoben und gleichzeitig dort, wo erforderlich, eine spartenspezifische Ausgestaltung der Regelwerke sichergestellt werden. Der BDEW spricht sich dafür aus, durch geeignete Anpassung der Gasbinnenmarkt-Verordnung die entstehende EU DSO entity auch mit entsprechenden Befugnissen hinsichtlich Gasnetzthemen auszustatten.

Kooperation zwischen VNB und ÜNB – Artikel 53

Der grundsätzliche Austausch zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern steht außer Frage, jedoch sollte dies nicht einseitig sichergestellt werden. Sowohl ENTSO-E und der EU DSO entity als auch die Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber müssen miteinander kooperieren und entsprechende Synergien heben können (vgl. auch Ausführungen zu Artikel 49 – 52). Neben dem Austausch von Daten ist auch die Erarbeitung von gemeinsamen Lösungen für beispielsweise Network Codes für die weitere Entwicklung des europäischen Strommarktes entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Aus diesem Grund spricht sich der BDEW dafür aus, dass der Artikel 53 Bestandteil des Chapters VII Network Codes und Guidelines wird. Hinzukommend muss der Artikel 53 dahingehend angepasst werden, dass die Kooperationspflicht entsprechend gleichgewichtet zwi-

schen Marktteilnehmern implementiert ist und in gleicherweise für die Organisationen ENTSO-E und EU DSO entity Anwendung findet.

Netzkodizes und Leitlinien – Artikel 54 bis 57 i.V.m. Artikel 63

– Netzkodizes –

Es entsteht eine De-facto-Ermächtigung für die Kommission, nahezu jedes beliebige Netzbetreiber-Thema über delegierte Rechtsakte zu harmonisieren. Dies erachtet der BDEW als sehr problematisch, zumal im vorliegenden VO-Entwurf die Themen nur schlagwortartig benannt und inhaltlich nicht konkretisiert werden. Die fehlende Darlegung des konkreten Inhalts der Rechtsakte widerspricht dem Demokratieprinzip. Nach Artikel 290 des Vertrags über die Europäische Union („Lissabon-Vertrag“) müssen wesentliche Inhalte in dem der Delegation zugrundeliegenden Rechtsakt, hier der Verordnung, festgeschrieben werden.

Wenn in Zukunft das Komitologieverfahren aus dem Lissabon-Vertrag Anwendung findet, stellt dies eine deutliche Verschiebung von Entscheidungsgewalt zugunsten der Europäischen Kommission dar. Darüber hinaus ist die Beteiligung des Parlaments im Verfahren zum Erlass delegierter Rechtsakte und Durchführungsverordnungen eher formell gegeben. Die Praxis zeigt, dass mögliche Änderungsvorschläge durch die Gestaltung des Verfahrens auf diesem Wege und auch sonst nicht oder kaum durchdringen können.

Die zu behandelnden Themen müssen in der Verordnung zumindest nach Anzahl und Umfang abschließend und in ihrem wesentlichen Inhalt festgelegt werden. Den Prinzipien für den Erlass von delegierten Rechtsakten folgend ist die schlagwortartige Benennung der Themen in der Verordnung nicht ausreichend. Eine solche Verteilung zwischen Verordnungstext und delegiertem Rechtsakt widerspräche den Vorschriften des Artikel 290 des Vertrags über die Europäische Union („Lissabon-Vertrag“), wonach Rechtsakte lediglich „zur Ergänzung oder Änderung bestimmter nicht wesentlicher Vorschriften des betreffenden Gesetzgebungsaktes“⁴ erlassen werden können, während „[d]ie wesentlichen Aspekte eines Bereichs [...] dem Gesetzgebungsakt vorbehalten [sind] und eine Befugnisübertragung [...] für sie deshalb ausgeschlossen [ist].“⁵

– verbindliche Leitlinien –

Besonders kritisch sieht der BDEW in diesem Zusammenhang die weitreichenden Befugnisse für die Europäische Kommission, verbindliche Leitlinien („binding guidelines“) zu erlassen. Der neue Artikel 57 sieht zwar gegenüber dem Artikel 18 der geltenden Verordnung (EU) Nr. 714/2009 vermeintlich nur unwesentliche Veränderungen vor; jedoch

⁴ Art. 290 Abs. 1 S. 1 des „Vertrags von Lissabon“ (Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Europäische Union; Amtsblatt der Europäischen Union, 30. März 2010)

⁵ Art. 290 Abs. 1 S. 3 des „Vertrags von Lissabon“ (Konsolidierte Fassung des Vertrags über die Europäische Union; Amtsblatt der Europäischen Union, 30. März 2010).

- sollen die Leitlinien – anders als bisher – rechtliche Verbindlichkeit entfalten (Absatz 1)
- wird mit dem neuen Absatz 2 die Befugnis für die Europäische Kommission angelegt, zu jedem der Themen, zu denen eigentlich nach Artikel 55 Abs. 1 durch die EU DSO entity oder ENTSO-E Network Codes erstellt werden sollen, selbst Regelwerke zu erarbeiten.

Die Prüfmöglichkeit durch Marktteilnehmer ist nicht ausreichend, um eine sinnvolle und effiziente Umsetzung im Markt zu gewährleisten. Denn eine Konsultation von ACER, ENTSO-E und anderen Stakeholdern ist nur vorgesehen, sofern es für die Kommission relevant erscheint (Artikel 57 Abs. 7). Nähere Vorgaben hinsichtlich der Einbeziehung dieser Akteure und ihrer Prüf- und Mitwirkungsmöglichkeiten fehlen – im Gegensatz zu den ausführlichen Vorgaben bezüglich der Erstellung von Network Codes (Artikel 55) – für die Leitlinien vollständig.

Auch den Umfang der Themen, für die verbindliche Leitlinien vorgesehen sind und deren fehlende Spezifizierung, sieht der BDEW kritisch.

– Europäische Prinzipien der Netzentgeltgestaltung –

Eine europäische Harmonisierung der Netzentgeltstrukturen wird als unangemessen abgelehnt (vgl. auch Hinweise zu Artikel 16 des VO-Entwurfs). Europäische Regelwerke zu dieser Thematik würden die angemessene Berücksichtigung der Besonderheiten in den einzelnen Ländern erheblich erschweren. Der Blick nach Deutschland zeigt dies sehr deutlich: Im Vergleich zu vielen anderen Mitgliedstaaten haben die Verteilnetze in Deutschland deutlich höhere Belastungen aus intermittierend einspeisenden Erneuerbaren Energien zu verkraften. Zudem sind nach wie vor sehr unterschiedliche Investitionszyklen in Ost- und Westdeutschland als Folge der Wiedervereinigung spürbar. Und schließlich gibt es aufgrund der unterschiedlichen Betätigungsfelder der Netzbetreiber (z. B. der betriebenen Spannungsebenen), der Topographie der abgedeckten Regionen, der klimatischen Bedingungen und der Siedlungs- und Gewerbedichte erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten.

Diese unterschiedlichen Bedingungen könnten von europäischen Regelungen nicht angemessen abgebildet werden. Von gemeinsamen Regeln zu den Netzentgeltstrukturen geht nach Ansicht des BDEW daher die große Gefahr aus, dass sie mehr Schaden als Nutzen anrichten. Deshalb werden europäische Leitlinien zu diesem Thema, die im Endeffekt sogar in einer Netzentgeltgestaltung durch ACER münden könnten, unter Verweis auf das Subsidiaritätsprinzip abgelehnt.

– Subsidiarität –

Bezüglich der Zuständigkeiten von EU DSO entity, ENTSO-E und Europäischer Kommission hinsichtlich der Entwicklung von Netzkodizes und Leitlinien ist unbedingt darauf zu achten, dass im Sinne der Subsidiarität auf europäischer Ebene nur Regelungen für Bereiche erstellt werden dürfen, die nicht in den Mitgliedstaaten effektiver geregelt werden können. Sind keine

grenzüberschreitenden Auswirkungen zu erwarten, sieht der BDEW keine Notwendigkeit für europäische Regelungen. Wie dargelegt sollten beispielsweise die Strukturen für VNB-Netzentgelte und VNB-Anschlussgebühren nicht europäisch harmonisiert, sondern gemäß dem Subsidiaritätsprinzip weiterhin in den Mitgliedstaaten festgelegt werden. Auch zu allen anderen in den Artikeln 55 und 57 genannten Themen ist genau zu prüfen, ob und wenn ja in welcher Reihenfolge diese mit dem Ziel einer europäischen Harmonisierung behandelt werden müssen. Daher sollte die EU DSO entity geeignete, gegenüber der Europäischen Kommission gleichberechtigte Entscheidungsrechte zur Auswahl der Themen erhalten.

– Delegation auf die Europäische Kommission –

In der Übertragung der Befugnis zur Verabschiedung der Netzkodizes bzw. Leitlinien als „delegierte Rechtsakte“ (Artikel 63) sieht der BDEW eine unverhältnismäßige Erweiterung der Kompetenzen der Europäischen Kommission. Zwar ist formal eine Ablehnung durch Europäisches Parlament und Rat möglich (Artikel 63 Abs. 6), doch die bisherige Praxis der europäischen Rechtsetzung zeigt, dass die Hürden für eine solche Ablehnung zu hoch sind, als dass davon tatsächlich Gebrauch gemacht wird. Vielmehr stellt dieses neue Verfahren im Vergleich zum bisherigen Komitologieverfahren eine Schwächung der anderen Organe (Parlament und Rat) dar.

Auch gerade angesichts dieses Machtzuwachses für die Europäische Kommission darf es nicht sein, dass der Themenkatalog für mögliche Delegationsakte so stark wie vorgesehen ausgeweitet wird.

ACER-Verordnung

Der Kompetenzzuwachs von ACER zulasten der nationalen Regulierungsbehörden wird entschieden abgelehnt. ACER wird entgegen der Intention der Mitgliedstaaten im Rahmen des 3. Binnenmarktpakets schrittweise zu einer EU-Regulierungsbehörde ausgebaut. Erst wenn die bestehenden Aufgaben nicht ausreichend wahrgenommen werden oder sich die Rahmenbedingungen substantziell ändern, sollte überhaupt über eine Erweiterung der Kompetenzen nachgedacht werden. Aus Sicht des BDEW ist es wichtig, dass die Verantwortlichkeiten und Aufgaben der technischen Normungsgremien sowohl auf europäischer Ebene (z. B. CEN, CENELEC) als auch auf nationaler Ebene (z. B. VDE/FNN) durch die ACER-Verordnung nicht beschnitten werden.

Artikel 5 – Aufgaben hinsichtlich Network Codes Netzkodizes und Leitlinien

ACER soll laut Artikel 5 Abs. 1 die Leitlinien (Framework Guidelines) zur Erstellung der Network Codes vorgeben. Auf dieser Basis erarbeitet ENTSO-E die Netzkodizes, wobei diese vor Übermittlung an die Europäische Kommission nochmal von ACER überarbeitet werden können. Die Verabschiedung der Network Codes soll durch die Europäische Kommission im Rahmen von delegierten Rechtsakten erfolgen, wobei die Mitgliedstaaten nicht partizipieren. Auch die geplante Kompetenzverlagerung bei der Überarbeitung der Network Codes durch ACER und Verabschiedung durch die Europäische Kommission ohne Einbezug der Mitgliedstaaten nach Artikel 5 Abs. 1 (c) lehnt der BDEW ab.

Auch Artikel 5 Abs. 3 geht zu weit und ist entbehrlich. Denn ACER gibt danach den Rahmen, die Methoden und die Ausgangsannahmen für den Gebotszonenprozess vor, der vor kurzem bereits ausführlich in der EU-VO 2015/1222 CACM geregelt worden ist. Diese Verordnung ordnet diese Kompetenz den beteiligten Regulierungsbehörden zu, Artikel 32 Abs. 4 Buchst. a.

Artikel 19 Abs. 5 und Artikel 23 – Aufgaben und Entscheidungen

Die Zweidrittelmehrheit ist durch die einfache Mehrheit ersetzt. Eine Gewichtung der Stimmzahl pro Mitgliedstaat ähnlich wie Artikel 24 Abs. 7 sieht der Entwurf dagegen nicht vor. Der BDEW sieht hier einen Zusammenhang. Die Änderung der erforderlichen Mehrheit muss mit einer Änderung der Stimmgewichtung einhergehen, wie sie in der Beschlussfassung der EU-Organe vorgesehen ist.

Ausbalancierte Entscheidungen werden gegenwärtig durch das Voting System im Board of Regulators verhindert. Jedes Land hat dasselbe Stimmgewicht unabhängig von dessen Größe. Abstimmungen sind daher nicht repräsentativ.

– Rechtsmittel –

Die Vorgaben zum Rechtsschutz vor den europäischen Gerichten sind aus dem neuen Entwurf komplett gestrichen. Dies erscheint bedenklich vor dem Hintergrund, dass die Richtlinie

und die Verordnungen eine Reihe erweiterter Befugnisse für ACER und die Kommission vorsehen. Die Erfahrung zeigt, dass die Möglichkeit der Marktteilnehmer sich im Rahmen der europäischen Rechtssetzung in den Prozess mit Vorschlägen einzubringen sehr begrenzt ist. Vor diesem Hintergrund sollten die Verordnung und die Richtlinie auch konsequent aufzeigen, wie gegen die Entscheidungen der Kommission und von ACER Rechtsschutz gewährt wird.

Risikovorsorge-Verordnung

Das Grundkonzept der Verordnung

- Einrichtung einer einzigen zuständigen Behörde als Anlaufstelle pro Mitgliedstaat,
- Bottom up Beschreibung von Krisenszenarien (Artikel 7) auf Basis einer Top down Methodologie (Artikel 5 und 8)
- Erstellung von Risikovorsorgeplänen auf nationaler und regionaler Basis (Artikel 10 bis 12)
- Einrichtung eines Frühwarnsystems (Artikel 13)
- Pflicht der Mitgliedstaaten zur gegenseitigen Unterstützung (Artikel 14)

erscheint überzeugend.

Ein solches Konzept muss binnenmarktkompatibel sein. Es ist deshalb aus Sicht des BDEW erfreulich, dass Artikel 15 Abs. 2 verlangt, dass hoheitliche Eingriffe in den Markt aus Gründen des Krisenmanagements erst dann in Betracht kommen, wenn der Markt alle Möglichkeiten erschöpft hat. Der in Abs. 3 enthaltene Verweis auf Artikel 14 Abs. 2 der BMVO (Curtailment) ist angebracht. Hier wäre ergänzend ein weitergehender expliziter Bezug auf Kapitel II BMVO sinnvoll, insbesondere auf die dort enthaltenen Preisbildungsvorschriften und die Pflicht zur Bilanzkreistreue. Auch ein Bezug auf Kapitel IV der BMVO (Ressourcen Adäquanz) empfiehlt sich.

TSOs sollen „close to real-time“ Funktionen ausführen, ROCs jedoch eine zentrale Rolle in der Risikovorsorge einnehmen. Folglich sind die Vorgaben der Europäischen Kommission inkonsistent und widersprüchlich. Den TSOs muss logischerweise die zentrale Rolle in der Risikovorsorge zukommen. Durch Aufhebung der SoS-VO 2005/89/EC gehen darüber hinaus Ziele und Anreize verloren in Netze und Kraftwerke im Sinne der Versorgungssicherheit zu investieren und sie werden nicht ohne weiteres ersetzt. In der Konsequenz könnte dies zu Mangelverwaltung statt Versorgungssicherheit führen.