

Würzburger Berichte zum
Umweltenergierecht

ROCs und EU-VNB – neue Netzakteure im
EU-Energie-Winterpaket

Hintergrundpapier

erstellt von

Dr. Tobias Strobel

unter Mitarbeit von

Fabian Pause, LL.M. Eur.

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

Eine neue EU-Architektur für die Energiewende (EU-ArchE)

Gefördert durch:

STIFTUNG
MERCATOR

35

30.06.2018

Zitiervorschlag: *Tobias Strobel*, ROCs und EU-VNB – neue Netzakteure im EU-Energie-Winterpaket, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 35 vom 30.06.2018.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Deutschland

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail pause@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung	1
B. Abstract	4
C. Einleitung	7
D. Der Regionalakteur auf Ebene des Übertragungsnetzes	9
I. Der Status quo: Die regionalen Sicherheitskoordinatoren	10
II. Grundlegende Charakterisierung des neuen Akteurs: „RSC +“.....	11
III. Struktur und Verfahren der Einrichtung	12
IV. Die Netzbetriebsregionen	14
1. Verfahren der Festlegung.....	14
2. Materielle Vorgaben.....	15
V. Allgemeines Verhältnis zu den einzelnen ÜNB	16
VI. Aufgaben und Befugnisse	17
1. Aufgaben.....	17
a) Aufgaben mit bindenden Entscheidungsbefugnissen	18
b) Aufgabenbereiche mit bindenden Entscheidungsbefugnissen nur nach KOM 19	
c) Aufgabenbereiche mit bloßer Empfehlungsbefugnis nach allen Positionen ...	19
d) Gegenüberstellung der einzelnen Aufgaben in den verschiedenen Positionen, Art. 34 Abs. 1	21
2. Befugnisse: Bindende Beschlüsse bzw. Maßnahmen und Empfehlungen.....	24
3. Nichtbefolgung einzelner Maßnahmen durch ÜNB: Konsequenzen	26
4. Fazit.....	27
VII. Weiterer Regelungskontext.....	28
VIII. Einordnung und Fazit.....	29

E. Die Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber („EU-VNB“)	31
I. Allgemeines	31
II. Grundlegende Konzeption und Fragen der Mitgliedschaft.....	32
III. Gründung und Struktur	33
IV. Aufgaben	35
1. Beteiligung an der Ausarbeitung von Netzkodizes.....	35
a) Überblick über das Verfahren zur Festlegung von Netzkodizes.....	35
b) Für eine Ausarbeitung durch die EU-VNB infrage kommende Netzkodizes	36
c) Konkrete Beteiligung der EU-VNB	36
d) Fazit.....	37
2. Weitere Aufgaben	38
V. Einordnung und Fazit.....	39

A. Zusammenfassung

- Mit dem **Regionalakteur auf Übertragungsebene** – im Kommissionsvorschlag *regionale Betriebszentren* (englisch: *regional operational centres* – ROCs) genannt – und der **Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNB; englisch: *EU DSO entity*)** werden durch die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO neue Akteure im Geflecht der Akteure des europäischen Energierechts geschaffen. Hinsichtlich der Grundkonzeptionen dieser neuen Akteure besteht in den Positionen der Kommission (KOM), des Rats und des Europäischen Parlaments (EP) zwar Übereinstimmung. In den anstehenden Trilogverhandlungen zur Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sind aber noch einige und teils durchaus kontroverse Details bzw. Bestimmungen zu klären.

Regionalakteure auf Übertragungsebene

- Die Regionalakteure auf Übertragungsebene ergänzen die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), indem sie Aufgaben von regionaler Bedeutung wahrnehmen. Es kommt zu einer gewissen Überlagerung, insbesondere der Echtzeitbetrieb des Stromnetzes verbleibt allerdings in der Verantwortlichkeit der mitgliedstaatlichen ÜNB. Das Verhältnis zwischen dem zuständigen Regionalakteur und den ÜNB stellt sich generell weniger als klassisches Verhältnis der Über-/Unterordnung dar: Beispielsweise richten die ÜNB die Regionalakteure ein, sie sind über Konsultationen an den operativen Tätigkeiten – damit auch an den Entscheidungen – sowie über den Verwaltungsrat beteiligt und die Empfehlungsbefugnisse überwiegen. Es ist jedoch auch eine begrenzte Anzahl an Aufgaben mit der Befugnis zum Erlass bindender Entscheidungen vorgesehen, von welchen die ÜNB nur aus Sicherheitsgründen abweichen dürfen.
- Die Regionalakteure auf Übertragungsebene werden in der Position des Rats abweichend als *regionale Sicherheitskoordinatoren* und in der Position des EP als *regionale Koordinierungszentren* bezeichnet. Während dem ersten Anschein nach grundlegende Unterschiede in den drei Positionen bestehen – insbesondere die Betitelung der KOM impliziert ein deutliches Mehr an Kompetenzverlagerung –, handelt es sich bei genauer Betrachtung jeweils um gestärkte regionale Sicherheitskoordinatoren. Letztere sind bereits europarechtlich vorgesehen und beruhen ihrerseits auf entsprechenden freiwilligen Initiativen der ÜNB.

- Unterschiede zwischen den Positionen von KOM, Rat und EP bestehen hinsichtlich des Umfangs der Aufgaben- und Befugnisübertragung, insbesondere hinsichtlich der Frage, inwieweit dem Regionalakteur bindende Entscheidungsbefugnisse zukommen sollen. In der Position der KOM werden dem Regionalakteur generell mehr Aufgaben und mehr (konkret vier; EP und Rat: zwei) Aufgaben mit bindenden Entscheidungsbefugnissen zugewiesen. Die finale Ausgestaltung des Katalogs an Aufgaben bleibt abzuwarten. Zumindest die koordinierte Kapazitätsberechnung und die koordinierte Sicherheitsanalyse fallen nach allen drei Positionen unter die Aufgaben des Regionalakteurs mit bindender Entscheidungsbefugnis. Nur in der Position der KOM vorgesehen sind bindende Entscheidungsbefugnisse betreffend die Themenkomplexe (regionale) Reservekapazität sowie Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen. Ein Beispiel für übereinstimmend vorgesehene bloße Empfehlungsbefugnisse sind Aufgaben bzw. Beiträge im Kontext des Netzschutzes und -wiederaufbaus.
- Teils wurden Schwierigkeiten hinsichtlich der Kompetenzabgrenzung sowie Unklarheiten der Letztverantwortung mit entsprechend möglichen Implikationen auf den sicheren Systembetrieb geltend gemacht. Diese Bedenken scheinen angemessen adressiert: Die allgemeine Rolle der Regionalakteure und das Verhältnis zu den ÜNB werden ausführlich beschrieben und es existiert ein enumerativer Aufgabenkatalog mit einer begrenzten Anzahl an echten Entscheidungsbefugnissen. Eine Gefahr für den sicheren Systembetrieb scheint wegen der zumindest in den Positionen von Rat und EP ausdrücklich und deklaratorisch vorgesehenen (Letzt-)Verantwortung der mitgliedstaatlichen ÜNB für ein sicheres und zuverlässiges Stromsystem und der in allen Positionen vorgesehenen Befugnis zur Abweichung von bindenden Maßnahmen aus Sicherheitsgründen ausgeschlossen. Was nicht zu bestreiten ist, ist eine Komplexität der Abstimmung zwischen Regionalakteur und ÜNB. Ferner ist das Gerüst zur Kompetenzabgrenzung notwendigerweise eher komplex. Diesen Aspekten stehen die Vorteile einer verstärkten regionalen Koordination gegenüber.
- Mit den von den Regionalakteuren zu betreuenden Netzgebieten wird u. a. neben den Gebotszonen und Kapazitätsberechnungsregionen eine weitere Kategorie an Regionen geschaffen.

EU-VNB: Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber

- Mit der EU-VNB wird ein Äquivalent zu *ENTSO-E* auf Verteilernetzebene geschaffen. Der EU-VNB wird die Ausarbeitung von Netzkodizes mit originärem Verteilernetzbezug überantwortet. Hiervon erfasst ist etwa die Integration der dezentralen Erzeugung und Speicherung in die Verteilernetze. Insoweit kann der technisch-praktische Sachverstand der VNB unmittelbaren Eingang in diese Form der europäischen Binnenmarkt-rechtsetzung finden. Aufgrund mehrerer hoheitlicher Einflusshebel, insbesondere der Befugnis von ACER, vorgelegte Netzkodizes zu überarbeiten, scheinen die inhärenten Risiken einer unausgewogenen Selbstregulierung angemessen adressiert. Die weiteren für die EU-VNB vorgesehenen Aufgaben sind weniger rechtlicher Natur: Insbesondere im Kontext des Netzbetriebs und der -planung geht es um die Zusammenarbeit mit verschiedenen Akteuren, die Förderung, Verbesserung und Erleichterung – die EU-VNB ist insoweit als Entwicklungs- und Austauschplattform konzipiert.
- In den Trilogverhandlungen zu klären ist beispielsweise die Frage, ob Netzkodizes mit originärem Verteilernetzbezug allein durch die EU-VNB oder durch die EU-VNB in Zusammenarbeit mit ENTSO-E ausgearbeitet werden. Weiterhin ist eine Übereinstimmung in der Frage zu erzielen, ob sämtliche oder nur entflichtene VNB Mitglied der EU-VNB werden können – insoweit besteht eine Konfliktslage zwischen höherer Repräsentativität und stärkerer Interessenneutralität aufgrund von Entflechtung – und ob eine Vertretung durch Verbände zugelassen wird. Schließlich sind die organisatorischen Vorgaben streitig: Betroffen ist die konkrete Ausgestaltung, etwa die Vertreteranzahl dreier von der Zahl der Netznutzer abhängiger Gruppen an VNB im Verwaltungsrat – es geht um den Einfluss dieser Gruppen. Teils wird bereits die generelle Notwendigkeit entsprechender Vorgaben für die Satzung der EU-VNB unterschiedlich gesehen.

B. Abstract

- With the *regional operational centres* (ROCs) and the *European entity for distribution system operators* (EU DSO entity) new actors in European energy law are created by the draft Regulation on the internal electricity market. Overall, there is a congruence in the positions of the Commission (COM), the Council and the European Parliament (EP) in so far as the basic concepts are concerned. However, a number of details will be subject to a controversial debate in the upcoming triologue negotiations on this upcoming legal act.

Regional operational centres

- The regional actors complement the role of the transmission system operators (TSOs) by performing functions of regional relevance. There will be some delegation of responsibilities, but especially the real time operation of the electricity system remains a core duty in the sole responsibility of the TSOs of the individual member states. In general, the relationship between the competent regional actor and the TSO or TSOs concerned is not characterised by superiority and subordination: for example, the TSOs establish the regional actors, they participate via consultation procedures and via the management board and the majority of competences are limited to the adoption of recommendations. However, there is also a limited number of tasks where the regional actors have the authority to adopt binding decisions (respectively coordinated measures in the Council's position). The TSOs are obliged to implement these decisions, except in cases when the safety of the system will be negatively affected.
- The name of the regional actor on the transmission system level differs in the positions: they are denominated *regional security coordinators* in the Council's position and *regional coordination centres* in the position of the EP. At first sight there are fundamental differences between the three positions. Especially the COM's terminology (*regional operational centres*) implies a significant transfer of competencies. Nevertheless, regional security coordinators, which are already prescribed under European law and based on initiatives brought forward by TSOs on a voluntary basis, are unanimously strengthened.

- However, the extent of strengthening differs: the COM's position provides the regional actor with more tasks and more (to be precise four, as opposed to two in the EP's and Council's positions) decision-making powers. Therefore, the final list of tasks has to be awaited. As for now, the positions conform at least in so far as the tasks of coordinated capacity calculation and coordinated security analysis are equipped with the authority to adopt binding decisions. Only in the COM's position the regional actor is entrusted with decision-making authorities in the context of (regional) reserve capacity and participation of foreign capacity in capacity mechanisms. An example for a competence to issue recommendations, which is contained in all three positions unanimously, is a contributing task in the context of network defence plans and restoration.
- Some voices criticise difficulties concerning the delimitation of competences and a lack of clarity concerning the ultimate responsibility with possible implications for the secure and reliable system operation. These concerns seem to be unfounded: the general role of the regional actors and the relation to the TSOs are described in detail. Furthermore, there is an enumerative list of tasks with a limited number of decision-making authorities. Due to the TSO's responsibility for ensuring a secure and reliable electricity system, which is explicitly and declaratorily laid down in the positions of the EP and the Council, and the option of the regional actor not to implement binding decisions due to security reasons, such risks seem to be adequately addressed. However, it cannot be disputed that cooperation is complex and so are the provisions concerning the delimitation of competences. In spite of that, a thorough evaluation also has to take into account the advantages of an enhanced regional coordination.
- With the category of 'system operation regions' covered by the regional actors another category of regions is established complementing inter alia capacity calculation regions and bidding zones.

EU DSO entity: European entity for distribution system operators

- By establishing the EU DSO entity, a DSO-equivalent to *ENTSO-E* is created. The EU DSO entity will be responsible for elaborating network codes which are primarily related to the operation of the distribution system. Issues regarding the integration of distributed generation and storage in distribution networks, to name an example, meet this criterion. That way the technical and practical expertise of DSOs can be used in this kind of European internal market legislation. Due to a number of sovereign or supervisory powers, especially ACER's competence to revise proposed network codes, the inherent risks of self-regulation appear to be adequately addressed. Other tasks will not be of a strictly legal nature, the EU DSO entity is rather designed as a platform for development and exchange insofar: there are tasks such as promoting, facilitating and supporting in the context of network operation and development; another important function is the cooperation with different actors.
- In the upcoming triilogue negotiations, an agreement has to be reached on a number of issues. For instance, on the question whether the EU DSO entity will elaborate network codes meeting the criterion described above on its own and sole responsibility or in cooperation with ENTSO-E. Can all or only unbundled DSOs become a member of the EU DSO entity and is representation by an association admissible? As far as membership is concerned, the goals of higher representativity and more neutrality due to unbundling are conflicting. Finally, the provisions regarding the internal governance of the entity are controversial: partly the concrete manifestation is concerned, for example the number of representatives of three groups of DSOs distinguished by the number of grid users in the Board of Directors – an issue determining the influence of these groups. Partly the necessity of principle rules for the statute of the EU DSO entity in general is disputed.

C. Einleitung

Ein Kernelement des sog. EU-Winterpakets ist der Entwurf der Kommission (KOM) für eine Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.¹ Dieser Rechtsakt sieht neue Akteure auf der Netzebene vor: Zum einen (hierzu D.) eine institutionalisierte regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Zum anderen (hierzu E.) die Gründung einer Europäischen Organisation der Verteilernetzbetreiber (fortan: EU-VNB) als europäischer Zusammenschluss der Verteilernetzbetreiber (VNB). Nachdem hinsichtlich der Übertragungsnetzebene die Gründung des *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) bereits mit Art. 4 f. der StromhandelsVO² als Vorgängerrechtsakt zur Elektrizitätsbinnenmarkt-VO vorgeschrieben wurde,³ ist damit nunmehr ein Äquivalent auch auf Verteilernetzebene vorgesehen.

Insbesondere die von der KOM für die Übertragungsnetzebene vorgeschlagenen regionalen Betriebszentren (vom Englischen her auch „ROC“ abgekürzt) wurden kontrovers aufgenommen, so hat etwa der Bundestag insoweit eine Verletzung der Grundsätze der Subsidiarität und Verhältnismäßigkeit gerügt.⁴ Auch die originär betroffenen ÜNB positionierten sich über die einschlägigen Verbände bzw. Organisationen kritisch gegenüber den ROCs.⁵

Nach dem Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO der KOM vom 30. November 2016 liegt seit Ende 2017 die Position des Rates⁶ vor. Nach der Annahme des Berichts⁷ im Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE) im Februar 2018 hat das europäische Parlament (EP) den Weg zu interinstitutionellen Verhandlungen auf dieser Grundlage⁸ vor der ersten Lesung im Parlament eröffnet.⁹ Die sog. Trilogverhandlungen haben Ende Juni begonnen und sollen

¹ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM(2016) 861 final v. 23.2.2017.

² VO (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der VO (EG) Nr. 1228/2003, ABl. L 211 v. 14.8.2009, S. 15 ff.

³ Insoweit konnte auf Vorgängerinstitutionen und deren Arbeit aufgebaut werden; zur Vorgeschichte: *Schneller*, in: Gundel/Lange (Hrsg.), Die Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets, 2012, S. 25 (27 ff.).

⁴ BT, Beschluss v. 30.03.2017, Dokumentennummer A 003709 v. 31.03.2017; siehe insoweit auch BT-Drs. 18/11777.

⁵ Siehe die Stellungnahme des BDEW v. 23.02.2017, abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170223_BM-RL-BM-VO-ACER-VO-Risikovorsorge.pdf (letzter Abruf: 28.05.2018), S. 28 f.; ENTSO-E, Stellungnahme v. 15.03.2017, abrufbar unter: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/CEP/170315_CEP_Regional_Operation_Centres_One-pager.pdf (letzter Abruf am 28.05.2018).

⁶ Dokumenten-Nr. 15879/17 v. 20.12.2017.

⁷ Plenarsitzungsdokument A8-0042/2018 v. 27.02.2018.

⁸ Entsprechend ist vorliegend von Position des EP die Rede, wenngleich die Begrifflichkeit Position bzw. Bericht des ITRE wohl präziser wäre.

⁹ Zu Einzelheiten des Gesetzgebungsverfahrens siehe Procedure file 2016/0379(COD).

in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 unter der österreichischen Ratspräsidentschaft zu Ende geführt werden.

Nachfolgend beziehen sich Verweise auf Normen ohne nähere Präzisierung auf den Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Sofern in den einzelnen Positionen Besonderheiten bestehen, wird der Urheber der Position aufgeführt (z. B. Art. 49 Abs. 1 Rat).

Zur Einordnung soll zunächst ein grober Überblick über die wesentlichen Akteure des europäischen Netzrechts erfolgen: Auf hoheitlicher Seite sind die KOM und die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (fortan: ACER, vom Englischen *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* her) – gegründet durch die ACER-VO¹⁰ – zu nennen. Nationale hoheitliche Akteure sind neben den Mitgliedstaaten insbesondere die nationalen Regulierungsbehörden. Den hoheitlichen Akteuren stehen private¹¹ Akteure gegenüber: Auf europäischer Ebene der bereits erwähnte ENTSO-E, dessen Hauptaufgaben die Ausarbeitung des unionsweiten Netzentwicklungsplans und die Beteiligung an der Ausarbeitung von Netzkodizes sind. Ferner auf mitgliedstaatlicher Ebene die ÜNB¹² sowie die VNB¹³, deren Verantwortlichkeiten sich aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie¹⁴ (fortan: Binnenmarkt-RL) ergeben. Auch hinsichtlich des institutionellen Gefüges zeichnen sich teils gewisse Änderungen ab, die allerdings jenseits des Gegenstands dieser Betrachtung liegen: Teil des EU-Winterpakets sind auch Kommissionsentwürfe für eine geänderte ACER-VO¹⁵ (fortan: ACER-VO-E) und eine neue Binnenmarkt-RL¹⁶ (Binnenmarkt-RL-E).

¹⁰ VO (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. L 211 v. 14.8.2009, S. 1 ff.

¹¹ Insbesondere hinsichtlich der Organisationsform; bezogen auf die Beteiligungen ist die gewählte Bezeichnung im Hinblick auf manche Netzbetreiber unpräzise, da teils hoheitliche Beteiligungen bestehen.

¹² Zur Begrifflichkeit ÜNB siehe Art. 2 Nr. 4 Binnenmarkt-RL = Art. 2 Nr. 29 Binnenmarkt-RL-E. Zu den Aufgaben der ÜNB im Überblick *Strobel*, Die Investitionsplanungs- und Investitionspflichten der Übertragungsnetzbetreiber, 2017, S. 38 ff.

¹³ Zur Begrifflichkeit VNB siehe Art. 2 Nr. 6 Binnenmarkt-RL = Art. 2 Nr. 23 Binnenmarkt-RL-E.

¹⁴ RL 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 v. 14.8.2009, S. 55 ff.

¹⁵ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Neufassung), COM(2016) 863 final/2 v. 23.2.2017.

¹⁶ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM(2016) 864 final v. 23.2.2017.

D. Der Regionalakteur auf Ebene des Übertragungsnetzes

Die vorgeschlagenen *regionalen Betriebszentren* (KOM) bzw. *regionalen Sicherheitskoordinatoren* (Rat) bzw. *regionalen Koordinatoren* (EP) ergänzen die Aufgaben der ÜNB, indem sie Aufgaben von regionaler Bedeutung wahrnehmen (siehe Art. 32 Abs. 3 S. 2 Rat, Art. 32 Abs. 3 S. 1 KOM und EP). Wurzelnd in den technisch-physikalischen Wechselwirkungen im (europäischen) Verbundnetz sind hiervon insbesondere Aspekte des Netzbetriebs und der Betriebssicherheit erfasst, beispielsweise die Durchführung der koordinierten Betriebssicherheitsanalyse. Aufgrund der Interkonnektion besteht die Möglichkeit des Rückgriffs auf Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten benachbarter Länder; insoweit unkoordinierte Maßnahmen wirken sich negativ für Markt und Verbraucher aus – hieran wird mit dem Regionalakteur angesetzt.¹⁷ Insbesondere der Echtzeitbetrieb des Netzes gehört dagegen nicht zu den Aufgaben des Regionalakteurs, sondern verbleibt bei den einzelnen ÜNB (vgl. Erwägungsgrund 35 aller Fassungen, siehe auch Art. 32 Abs. 3 S. 1 Rat).

Europarechtlich bereits vorgesehen sind *regionale Sicherheitskoordinatoren* (zu diesen und zu deren Aufgaben unter I.). Bei dem vorgeschlagenen neuen Akteur handelt es sich um eine Entwicklungsstufe, wobei im Einzelnen Differenzen nach den Positionen der drei Institutionen bestehen, die bereits in der Namensgebung anklingen (hierzu II.) Prägend sind naturgemäß insbesondere die Aufgaben und Befugnisse des Regionalakteurs (hierzu VI.).

Lediglich hingewiesen sei auf weitere regionale Ansätze des europäischen Netzrechts und Vorgaben, die als funktionale Vorgänger des Regionalakteurs bezeichnet werden können. Ein Beispiel sind die im Zuge der Auswahl von Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI) gemäß der Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur¹⁸ beteiligten regionalen Gruppen; bei der Ermittlung von VGI handelt es sich um eine europäische Bedarfsplanung.¹⁹ Ferner ist eine regionale Zusammenarbeit der ÜNB im Rahmen von ENTSO-E vorgesehen (siehe Art. 31 sowie bereits Art. 12 des Vorgängerrechtsakts). In der entsprechenden Norm sind neben regionalen Investitionsplänen²⁰ auch Betriebsaspekte wie etwa die Förderung netztechnischer Vereinbarungen mit dem Ziel der Gewährleistung einer optimalen Netzführung vorgesehen (siehe Art. 31 Abs. 2 bzw. Art. 12 Abs. 2 des Vorgängerrechtsakts). Auch

¹⁷ Vgl. COM(2016) 861 final, S. 8.

¹⁸ VO (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 17.4.2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur [...], ABl. L 115 v. 25.4.2013, S. 39 ff.

¹⁹ Zu den regionalen Gruppen und deren Rolle *Strobel*, EnWZ 2014, 299 (300).

²⁰ Zu diesen *Strobel*, o. Fn. 12, S. 287 f.

Art. 6 Binnenmarkt-RL beinhaltet eine mit „Förderung der regionalen Zusammenarbeit“ betitelte Vorgabe. Insbesondere sieht Art. 6 Abs. 3 Binnenmarkt-RL ein oder mehrere integrierte Systeme auf regionaler Ebene u. a. zur Überprüfung der Netzsicherheit vor.

I. Der Status quo: Die regionalen Sicherheitskoordinatoren

Die rechtlichen Grundlagen²¹ der regionalen Sicherheitskoordinatoren (fortan: RSC, vom englischen Äquivalent her) finden sich in der im Sommer 2017²² – und damit ein gutes halbes Jahr nach der Veröffentlichung des Kommissionsvorschlags zur Elektrizitätsbinnenmarkt-VO – von der KOM verabschiedeten Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb²³ (fortan: SO GL, so die übliche Abkürzung vom englischen Titel *System Operation Guideline* her). In den Erwägungsgründen dieses Rechtsakts wird auf freiwillige Initiativen der ÜNB zur regionalen Zusammenarbeit beim Netzbetrieb Bezug²⁴ genommen, aber auch ein Bedarf für eine formalisierte Koordination in einem institutionellen Rahmen gesehen (siehe Erwägungsgrund 6 SO GL). Rückblickend betrachtet als eine Art Ankündigung wird die Einsetzung regionaler Sicherheitskoordinatoren als erster Schritt zu einer verstärkten regionalen Zusammenarbeit und Integration beim Netzbetrieb bezeichnet (Erwägungsgrund 6 SO GL).

Die SO GL beinhaltet eine Begriffsbestimmung für die regionalen Sicherheitskoordinatoren. Gemäß Art. 3 Abs. 2 Nr. 89 SO GL handelt es sich bei einem regionalen Sicherheitskoordinator um eine im Eigentum der ÜNB stehende oder von diesen kontrollierte Organisation, die in einer oder mehreren Kapazitätsberechnungsregion(en) Aufgaben im Zusammenhang mit der regionalen Koordination der ÜNB wahrnimmt.

Die wohl zentrale Aufgabe der regionalen Sicherheitskoordinatoren liegt in der Durchführung der koordinierten regionalen Bewertung der Betriebssicherheit (siehe Art. 78 Abs. 2 lit. a) S. 1

²¹ Insoweit ist eine wechselseitige Beeinflussung von Recht und Wirklichkeit zu konstatieren: Offenbar wurden teils faktische Entwicklungen im Recht aufgegriffen – so wurden die ersten RSC laut dem Factsheet von *ENTSO-E* (abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RSC%20Factsheet.pdf> (zuletzt abgerufen am 28.05.2018), dort S. 3) bereits 2008 freiwillig eingerichtet und ein wesentlicher Entwicklungsschritt insoweit war das 2015 durch diverse ÜNB und ENTSO-E geschlossene Multilateral Agreement on Participation in Regional Security Coordination Initiatives (abrufbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/151210_AS_TOP_07.b_D.2_RSCI%20MLA%20final.pdf (zuletzt abgerufen am 28.05.2018)) –, teils wurden und werden rechtliche Vorgaben (vorausgreifend) umgesetzt (auf entsprechende Vorgaben des dritten Energiebinnenmarktpakets wurde oben hingewiesen).

²² Die in der Überschrift gewählte Begrifflichkeit Status quo ist daher etwas unpräzise. Sie wurde gewählt, da die Vorarbeiten zur SO GL – wie ein von ENTSO-E erarbeiteter Netzkodex – deutlich älter sind und aktuell nur die SO GL geltendes Recht ist.

²³ VO (EU) 2017/1485 der KOM v. 2.8.2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220, v. 25.8.2017, S. 1 ff.

²⁴ Konkrete Initiativen werden nicht genannt; gemeint sind offenbar die in Fn. 21 aufgeführten.

SO GL). Werden insoweit Einschränkungen festgestellt, empfiehlt der regionale Sicherheitskoordinator den relevanten ÜNB Entlastungsmaßnahmen (Art. 78 Abs. 2 lit. a) S. 3, 4 SO GL). Die Entscheidung über die Umsetzung der empfohlenen Entlastungsmaßnahme liegt aber bei dem oder den adressierten ÜNB (siehe Art. 78 Abs. 4 SO GL). Für den Fall der Nichtumsetzung ist lediglich eine Pflicht der Begründung gegenüber dem RSC vorgesehen (siehe Art. 78 Abs. 4 S. 4 SO GL). Eine tatsächliche Bewertung entsprechend der Vorgaben der SO GL erfolgt noch nicht, da die vorgelagerte (vgl. Art. 76 Abs. 1 S. 1, S. 2 SO GL) Methode für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse gemäß Art. 75 SO GL noch nicht finalisiert ist.²⁵

Weitere Aufgaben der RSC (siehe insoweit Art. 77 Abs. 3 SO GL als eine Art Überblicksnorm) sind u. a. die Durchführung regionaler Betriebssicherheitsanalysen, um Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung zu ermitteln (Art. 80 Abs. 4 SO GL),²⁶ und die Bewertung der regionalen Leistungsbilanz (Art. 81 Abs. 1 SO GL).

Ein RSC ist die *TSCNET Services* GmbH. Diese ist für Zentral- und Osteuropa zuständig und an ihr sind die vier deutschen ÜNB beteiligt. Die weiteren RSC sind: *Coreso* (West- und Südwesteuropa), *SCC* (Südosteuropa²⁷), *Nordic RSC* (Skandinavien) sowie *Baltic RSC* (Baltikum).²⁸

II. Grundlegende Charakterisierung des neuen Akteurs: „RSC +“

Bei den von der KOM vorgeschlagenen²⁹ und von den ÜNB einzurichtenden (siehe Art. 32 Abs. 1 S. 1 KOM) *regionalen Betriebszentren* handelt es sich im Ausgangspunkt um einen neuen Akteur. In diesem Sinne verweist Erwägungsgrund 33 KOM auf die *Ergänzung* der Koordinierung zwischen den ÜNB auf regionaler Ebene durch einen mit der Einrichtung regionaler Betriebszentren verbesserten institutionellen Rahmen. Eine Bezugnahme auf die „bestehenden regionalen Koordinierungsinitiativen“ findet sich in Erwägungsgrund 33 KOM, wonach diesen bei der Einrichtung regionaler Betriebszentren Rechnung getragen werden sollte. Im operativen Teil des vorgeschlagenen Rechtsakts wird dies insoweit aufgegriffen, als dass der

²⁵ So erfolgte bis Anfang April 2018 etwa eine öffentliche Konsultation im Kontext dieser Methode; zu den aktuellen Entwicklungen siehe https://electricity.network-codes.eu/network_codes/sys-ops/ (zuletzt abgerufen am 28.05.2018).

²⁶ Eine Begriffsbestimmung dieser speziellen Unvereinbarkeit findet sich in Art. 3 Abs. 2 Nr. 86 SO GL. Ein Aufgriff der Resultate dieser Bewertung findet sich in Art. 83 Abs. 1 lit. b) SO GL.

²⁷ Insbesondere dieser RSC ist für einige Nicht-EU-Länder zuständig.

²⁸ Zu gewissen Informationen zu den RSC siehe das Factsheet von ENTSO-E (o. Fn. 21) sowie die jeweiligen Homepages.

²⁹ Am Rande hingewiesen sei auf die im Impact Assessment aufgeführten und von der KOM geprüften Optionen insoweit (siehe SWD(2016) 410 final, dort S. 334), dort wird insbesondere die Option des bloßen Festhaltens an den RSC abgelehnt.

Vorschlag von ENTSO-E zur Festlegung der von den regionalen Betriebszentren zu betreuenden Netzbetriebsregionen „unter Berücksichtigung bestehender regionaler Sicherheitskoordinatoren“ erfolgt (Art. 33 Abs. 1 KOM).

Bei den vom Rat vorgesehenen *regionalen Sicherheitskoordinatoren* handelt es sich um eine bloße neue Entwicklungsstufe. So ist in Erwägungsgrund 33 Rat von der „Weiterentwicklung“ der Koordinierung der ÜNB auf regionaler Ebene die Rede. Gemäß Art. 32 Abs. 1 UAbs. 1 Rat geht es um die „Stärkung der Rolle“ der eingesetzten regionalen Sicherheitskoordinatoren.

In der Position des EP werden dagegen *regionale Koordinationszentren* vorgeschlagen, welche die regionalen Sicherheitskoordinatoren ersetzen; sie übernehmen deren Funktionen und weitere Aufgaben gemäß Art. 34 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (siehe Art. 32 Abs. 1 UAbs. 1 EP).³⁰

Während somit dem ersten Anschein nach größere Unterschiede – insbesondere was bereits die Benennung betrifft – bestehen, herrscht bei genauerer Betrachtung hinsichtlich der grundlegenden Charakterisierung des neuen Akteurs Übereinstimmung: Es handelt sich nach allen drei Positionen um gestärkte regionale Sicherheitskoordinatoren (wenn man so will: „RSC +“). Während dies in den Positionen von Rat und EP ohne Weiteres deutlich wird,³¹ trifft dies auch auf die Position der KOM der Sache nach zu. Und in Erwägungsgrund 35 KOM findet sich eine entsprechende Wendung, dort wird im Kontext der Aufgaben der regionalen Betriebszentren auf die Aufgaben „der regionalen Sicherheitskoordinatoren sowie zusätzliche Aufgaben“ verwiesen. Unterschiede bestehen jedoch hinsichtlich der Anzahl der Zusatzaufgaben sowie hinsichtlich der Frage, inwieweit dem Regionalakteur bindende Entscheidungsbefugnisse zukommen (hierzu VI.).

III. Struktur und Verfahren der Einrichtung

Im Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ist eine Reihe an organisatorischen Vorgaben enthalten: So ist in Art. 40 ein Verwaltungsrat vorgesehen, welcher für grundlegende Aspekte (siehe Art. 40 Abs. 3 und Abs. 1) und nicht die laufenden Tätigkeiten des Regionalakteurs zuständig ist (siehe Art. 40 Abs. 4). Der Verwaltungsrat setzt sich aus ÜNB-Vertretern zusammen (Art. 40 Abs. 2). Weiterhin ist in Art. 41 eine Organisationsstruktur vorgesehen.

³⁰ Im Vergleich zum Vorschlag der KOM erweist sich diese Position als insoweit vorzugswürdig, als dass eine ausdrückliche Klärung des Schicksals der RSC – welche sich inklusive ihrer Aufgaben in der SO GL als einem weiterhin gültigen Rechtsakt finden – existiert.

³¹ Siehe nochmals Art. 32 Abs. 1 UAbs. 1 Rat: „Stärkung der Rolle der regionalen Sicherheitskoordinatoren“ und Art. 32 Abs. 1 UAbs. 1 EP: Ersetzung und Übernahme der Funktionen.

Die Position des EP sieht einen Vorschlag der ÜNB für die Einrichtung³² vor, der von den Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion überprüft und gebilligt werden muss (Art. 32 Abs. 1 UAbs. 4 und 5).³³ Als vergleichbar erweist sich die Ratsposition: Hiernach legen die ÜNB den jeweiligen Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Billigung vor (siehe Art. 32 Abs. 1 UAbs. 1). Wenngleich ein ausdrückliches Änderungsverlangen oder Ähnliches nicht normiert ist, wird mit dem Billigungserfordernis die hoheitliche Seite gestärkt und die Selbstorganisation der ÜNB begrenzt.

Auch der Kommissionsvorschlag stellt sich als vergleichbar dar: Insoweit ist die Einrichtung des Regionalakteurs durch die ÜNB entsprechend der Kriterien des Kapitels V vorgesehen (siehe Art. 32 Abs. 1 S. 1). Ein Genehmigungserfordernis findet sich in Art. 62 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL-E. Hiernach genehmigen die Regulierungsbehörden des geografischen Bereichs, in dem ein Regionalakteur errichtet wird, in enger Abstimmung untereinander u. a. die Satzung und Geschäftsordnung (siehe Art. 62 Abs. 1 lit. a) Elektrizitätsbinnenmarkt-RL-E).

Jeweils werden auch Inhaltsvorgaben an den vorzulegenden Vorschlag gemacht (siehe die Auflistung in Art. 32 Abs. 1 UAbs. 2 Rat bzw. Art. 32 Abs. 1 UAbs. 6 EP). Da der Vorschlag etwa auch die Satzung und Geschäftsordnung des neuen Akteurs beinhalten muss (siehe lit. d)),³⁴ findet auch insoweit eine Prüfung und Billigung statt. Ein weiterer Inhalt (siehe lit. b)) sind die organisatorischen, finanziellen und betrieblichen Regelungen zur Gewährleistung eines u. a. sicheren und zuverlässigen Betriebs des Verbundübertragungsnetzes. Eine teils vergleichbare Vorgabe findet sich in Art. 32 Abs. 3 S. 2 KOM.³⁵

Im Kommissionsvorschlag sind „die regionalen Betriebszentren betreffende Regeln“ als möglicher Gegenstand eines Netzkodex vorgesehen (siehe Art. 55 Abs. 1 lit. p)). In den beiden anderen Positionen fehlt eine entsprechende Vorgabe. Bei den gerade erwähnten organisatorischen, finanziellen und betrieblichen Regelungen als Element des Einrichtungsvorschlags dürfte es sich um einen funktionalen Ersatz handeln – jeweils findet eine Erarbeitung in einem

³² Bei manchem bestehenden RSC mag sich die Einrichtung auf eine Umorganisation beschränken. Dies trifft freilich auch auf die anderen Positionen zu.

³³ Lediglich am Rande sei darauf hingewiesen, dass sich die Bezugnahme in Art. 32 Abs. 1 UAbs. 5 EP auf das Verfahren nach Art. 8 ACER-VO-E als fragwürdig darstellt, da dort ein ACER-Verfahren normiert ist, wohingegen es vorliegend um die Überprüfung und Billigung durch die (nationalen) Regulierungsbehörden geht.

³⁴ Hinsichtlich der Kommissionsposition siehe wiederum Art. 62 Abs. 1 lit. a) Elektrizitätsbinnenmarkt-RL-E.

³⁵ In Art. 33 Abs. 3 S. 2 KOM ist die Festlegung betrieblicher Regelungen durch „sie“ vorgesehen, wovon aufgrund des systematischen Zusammenhangs zum Vorsatz nur die regionalen Betriebszentren gemeint sein können. Diese Vorgabe impliziert eine Festlegung auch für die einzelnen ÜNB, dies eventuell in Ergänzung zu den sonstigen Aufgaben und Befugnissen des Regionalakteurs. Die Festlegung betrieblicher Regelungen in der deutschen Sprachfassung stellt jedoch ein Redaktionsversehen dar, es muss um organisatorische Vorkehrungen gehen (siehe die englische Sprachfassung: "establish operational arrangements").

kooperativen Verfahren unter maßgeblicher hoheitlicher Beteiligung statt.³⁶ Alternativ werden die Vorgaben bzw. Regeln der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO für ausreichend erachtet.

Eine Gemeinsamkeit der Positionen liegt darin, dass für den Regionalakteur bestimmte Rechtsformen³⁷ vorgeschrieben sind (siehe Art. 32 Abs. 2). Somit ist implizit auch eine rechtliche Verselbstständigung des neuen Akteurs vorgesehen. In örtlicher Hinsicht ist der Regionalakteur in einem der Mitgliedstaaten der Netzbetriebsregion einzurichten (siehe Art. 32 Abs. 1 S. 2 KOM bzw. Art. 32 Abs. 2 HS. 1 Rat).³⁸

IV. Die Netzbetriebsregionen

Der Zuschnitt der Netzbetriebsregionen als geografischer Zuständigkeitsbereich (vgl. Art. 33 Abs. 1 KOM) ist von grundlegender Bedeutung, da der Zuständigkeitsbereich örtlicher Bezugspunkt der Befugnisse und Aufgaben des Regionalakteurs ist.

1. Verfahren der Festlegung

Hinsichtlich der Bestimmung³⁹ der Netzbetriebsregionen ist in formeller Hinsicht im Kommissionsentwurf ein Vorschlag zur Festlegung der von den Betriebszentren zu betreuenden Netzbetriebsregionen durch ENTSO-E vorgesehen (siehe Art. 33 Abs. 1). Dieser Vorschlag wird durch ACER – gegebenenfalls nach Änderungen, zu welchen ENTSO-E nur konsultiert wird – angenommen (siehe Abs. 2).⁴⁰ In der Position des EP finden sich keine substantiellen Änderungen.

Die Ratsposition stellt sich dagegen als deutlich komplizierter dar: Einerseits ist in Art. 33 Abs. 1 ein gegenüber der Kommissionsposition nur leicht modifizierter Vorschlag von ENTSO-E zu den von den einzelnen Netzbetriebsregionen umfassten u. a. ÜNB, Gebotszonen, Gebotszongrenzen und Kapazitätsberechnungsregionen vorgesehen. Andererseits ist ein ÜNB-Vorschlag zur Festlegung von vom Status quo abweichender Netzgebiete vorgesehen (siehe

³⁶ Am Rande sei darauf hingewiesen, dass gewisse Themenbereiche für Netzkodizes starke thematische Überschneidungen zu den Tätigkeiten des Regionalakteurs aufweisen; siehe insbesondere die beispielhaften Ausführungen hinsichtlich der Regeln für Netzsicherheit und -zuverlässigkeit in Art. 55 Abs. 1 lit. a) Rat.

³⁷ Der insoweit in Bezug genommene Anhang II der Richtlinie (EU) 2017/1132 führt bezüglich Deutschlands die Rechtsformen AG, GmbH und KGaA auf.

³⁸ In der Position des EP fehlt eine vergleichbare Vorgabe. In diesem Kontext stellt sich die Frage, ob ein bloßer satzungsmäßiger Sitz dem Einrichtungserfordernis entspricht.

³⁹ Hingewiesen sei darauf, dass Art. 33 (wohl auch in den anderen Positionen) auf eine einmalige Bestimmung hin ausgerichtet scheint, ein späterer Neuzuschnitt wird nicht ausdrücklich geregelt. Insoweit könnte das ursprüngliche Verfahren Anwendung finden.

⁴⁰ Die Spiegelvorgaben finden sich betreffend ACER in Art. 8 Abs. 2 lit. a) ACER-VO-E und betreffend ENTSO-E in Art. 27 Abs. 1 lit. f) KOM.

Art. 33 Abs. 0b Rat). Insoweit bestehen mehrere Unklarheiten: So bleibt die Reaktionsmöglichkeit hinsichtlich des zweitgenannten Vorschlags offen, der im Verhältnis zum Kommissionsentwurf weitgehend unveränderte Art. 33 Abs. 2 Rat bezieht sich explizit nur auf den Vorschlag nach Art. 33 Abs. 1. Ferner erweist sich das Verhältnis des Vorschlags von *ENTSO-E* nach Art. 33 Abs. 1 zum Vorschlag der jeweiligen *ÜNB* nach Art. 33 Abs. 0b Rat als unklar.

2. Materielle Vorgaben

Eine Gemeinsamkeit der Positionen liegt in der Orientierung am Status quo, also den bestehenden RSC und deren Zuständigkeitsbereich (vgl. Art. 33 Abs. 1 KOM und EP „unter Berücksichtigung bestehender regionaler Sicherheitskoordinatoren“, wovon offenbar auch deren Zuständigkeitsbereiche erfasst sind; bzw. Art. 33 Abs. 0a und 0b Rat). In diesem Kontext sei darauf hingewiesen, dass die aktuellen Netzgebiete der bestehenden RSC offenbar auf der Basis von Selbstregulierung und ohne hoheitlichen Einfluss gewachsen sind. Eine Festlegung entsprechend den Vorgaben der SO GL (vgl. die Formulierung in Art. 33 Abs. 0b S. 1 Rat) ist bisher noch nicht erfolgt, da die Art. 76 f. SO GL vorgelagerte Methode noch nicht finalisiert ist (siehe o. I.). Hinsichtlich der Bestimmung der Netzgebiete der RSC sind die Vorgaben der SO GL ohnehin nicht sonderlich klar.⁴¹ Nunmehr ist neben entsprechenden Kriterien ein explizites Verfahren zur Abgrenzung der Netzbetriebsregionen festgelegt.⁴²

Weitere materielle Vorgaben finden sich nur in Art. 33 Abs. 1 KOM.⁴³ Beispielsweise sind die Netzbetriebsregionen auf Grundlage der Netztopologie festzulegen. Ferner ist insoweit vorgesehen, dass Netzbetriebsregionen mindestens eine Kapazitätsberechnungsregion⁴⁴ umfassen müssen (siehe Art. 33 Abs. 1 lit. c) KOM).

In Art. 32 Abs. 1 UAbs. 3 EP ist vorgesehen, dass nur ein einziger Regionalakteur für einen *ÜNB* zuständig ist. Dahingegen kann ein *ÜNB* gemäß Art. 33 Abs. 1a S. 1 Rat grundsätzlich von zwei Regionalakteuren koordiniert werden. Korrespondierend ist eine Festlegung einer entspre-

⁴¹ Gemäß Art. 76 Abs. 1 S. 1 SO GL entwickeln alle *ÜNB* jeder Kapazitätsberechnungsregion gemeinsam einen Vorschlag für gemeinsame Bestimmungen zur Koordination der Betriebssicherheit. Teil dieses zu genehmigenden (vgl. Art. 6 Abs. 3 lit. a) SO GL) Vorschlags dürften auch die Netzgebiete der RSC sein (in diese Richtung auch Art. 77 Abs. 1 lit. a) SO GL). Wenngleich die Formulierungen teils eine Identität oder zumindest Orientierung an den Kapazitätsberechnungsregionen implizieren, ist darauf hinzuweisen, dass der Begriffsbestimmung des RSC (Art. 3 Abs. 2 Nr. 89 SO GL) sowie Art. 77 SO GL eine mögliche Divergenz zu den Kapazitätsberechnungsregionen zugrunde liegt.

⁴² Vgl. COM(2016) 861 final, S. 24.

⁴³ Hingewiesen sei auf Erwägungsgrund 34 als eine Art generelle Zielsetzung für die geografischen Zuständigkeitsbereiche.

⁴⁴ Siehe zur Begrifflichkeit Art. 2 UAbs. 2 Nr. 3 CACM-VO sowie Art. 15 CACM-VO zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen.

chenden Koordinierung vorgesehen (siehe Art. 33 Abs. 1a S. 2 Rat). In der Kommissionsposition fehlt eine entsprechende Vorgabe. Die Vorgabe des EP widerspricht der geltenden Rechtslage⁴⁵ und dem Status quo, so ist beispielsweise der deutsche ÜNB *50Hertz Transmission* an zwei⁴⁶ RSC beteiligt.

Aktuell bestehen mehrere RSC⁴⁷ und von der Einrichtung mehrerer Regionalakteure ist auszugehen. Insoweit ist auch die Koordination der Regionalakteure von Bedeutung: So ist ein Rahmen für die Koordinierung und die Zusammenarbeit zwischen den Regionalakteuren vorgesehen, welcher von ENTSO-E zu verabschieden ist (siehe Art. 27 Abs. 1 lit. e)). Dieser Rahmen ist aufgrund des systematischen Zusammenhangs offenbar innerhalb von ENTSO-E anzusiedeln. Ferner wurde Art. 35 betreffend die interne Verwaltung des Regionalakteurs in den Positionen von Rat und EP dergestalt umformuliert, dass auch die Zusammenarbeit zwischen den Regionalakteuren aufgeführt wird.

V. Allgemeines Verhältnis zu den einzelnen ÜNB

Die Verantwortlichkeit für den Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Übertragungsnetzes liegt bei dem jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes (siehe insoweit den detaillierten Art. 40 Binnenmarkt-RL-E⁴⁸ betreffend die Aufgaben bzw. Verantwortlichkeiten der ÜNB, teils ist eine Abstimmung mit benachbarten Netzen bzw. deren Betreibern vorgesehen). Im Kontext des Betriebs ist auch ein gewisser Beitrag von ENTSO-E normiert.⁴⁹

Nunmehr wird eine gewisse Überlagerung durch den Regionalakteur angestrebt. Bezüglich des Verhältnisses zu den ÜNB findet sich in allen drei Positionen die ergänzende Rolle des Regionalakteurs (siehe Art. 32 Abs. 3 S. 1 KOM und EP, Art. 32 Abs. 3 S. 2 Rat).⁵⁰ Insbesondere der Echtzeitbetrieb des Stromnetzes gehört nicht zu den Aufgaben des Regionalakteurs (Erwägungsgrund 35). Gemäß Art. 32 Abs. 3 S. 1 Rat liegt die Verantwortlichkeit für ein u. a. sicheres und zuverlässiges Stromsystem bei den [mitgliedstaatlichen] ÜNB. Art. 33 Abs. 3 S. 2 EP ist ähnlich formuliert. In der Position der KOM fehlt eine vergleichbare Vorgabe. Wegen des jeweiligen Verweises auf Art. 40 Binnenmarkt-RL-E – wo sich vergleichbare Verantwort-

⁴⁵ Siehe Art. 77 Abs. 2 lit. a) SO GL, wonach für jeden ÜNB „mindestens ein“ RSC zuständig ist.

⁴⁶ Konkret handelt es sich um *TSCNET* und *Coreso*.

⁴⁷ Gemäß Art. 77 Abs. 2 lit. b) SO GL können maximal sechs RSC eingesetzt werden; zum Status quo o. D.I.

⁴⁸ Diese Vorgabe entspricht weitgehend Art. 12 der aktuell gültigen Binnenmarkt-RL.

⁴⁹ So sieht Art. 27 Abs. 1 lit. g) die Verabschiedung gemeinsamer Instrumente zum Netzbetrieb zur Koordinierung des Netzbetriebs durch ENTSO-E vor. Auch Art. 31 betreffend die regionale Zusammenarbeit ist insoweit zu erwähnen.

⁵⁰ In eine ähnliche Richtung deutet Erwägungsgrund 36 Rat: „zur Unterstützung der von den [ÜNB] [...] zu treffenden Maßnahmen“.

lichkeiten der ÜNB finden – und der Bezugnahme auch in der Position der KOM auf die ergänzende Rolle des Regionalakteurs, dürfte die Verantwortlichkeitszuweisung in den Positionen von Rat und EP als deklaratorisch einzuordnen sein. Sie ist Ausdruck einer kritischen Position gegenüber einer Verantwortlichkeitsverlagerung.

Grundsätzlich stellt sich das Verhältnis zwischen Regionalakteur und den einzelnen ÜNB der Netzbetriebsregion weniger als klassisches Über-/Unterordnungsverhältnis dar: In struktureller Hinsicht richten die ÜNB den Regionalakteur ein und über den Verwaltungsrat sind sie beteiligt (siehe Art. 40 Abs. 2). Ferner ist hinsichtlich der täglichen Pflichten und Aufgaben eine Einbeziehung der ÜNB über Konsultationen vorgesehen (siehe Art. 37 Abs. 1). In gewissen Aufgabenbereichen bestehen allerdings auch echte Entscheidungsbefugnisse des Regionalakteurs (näher hierzu unter VI.2.).⁵¹

Für das Verhältnis von Regionalakteur und ÜNB von wesentlicher Bedeutung ist die Haftungsfrage (siehe Art. 44). Gemäß Art. 44 S. 1 KOM treffen die regionalen Betriebszentren die insoweit notwendigen Vorkehrungen. Art. 44 S. 1 KOM⁵² impliziert, dass der Regionalakteur für Schäden infolge fehlerhafter Beschlüsse haftet. In den Positionen von EP und Rat ist die Haftung auch Gegenstand des ÜNB-Vorschlag zur Einrichtung (siehe lit. f) von Art. 32 Abs. 1 UAbs. 2 Rat und Art. 32 Abs. 1 UAbs. 6 EP).

In Art. 34 Abs. 3 und 4 ist schließlich die notwendige gegenseitige Zurverfügungstellung von Informationen zwischen Regionalakteur und ÜNB vorgesehen.

VI. Aufgaben und Befugnisse

1. Aufgaben

Die Aufgaben des Regionalakteurs werden im Katalog des Art. 34 Abs. 1 aufgeführt und teils in Anhang 1 näher konkretisiert. Aufgrund zahlreicher Verweise auf andere Rechtsakte fungiert Art. 34 Abs. 1 primär als eine Art Scharnier.⁵³ Nachfolgend werden die Aufgaben der

⁵¹ Hingewiesen sei darauf, dass auch die in Art. 32 Abs. 2a ITRE vorgesehene Unabhängigkeit des Regionalakteurs von u. a. den einzelnen ÜNB bei der Aufgabenwahrnehmung den Interessen einzelner ÜNB entgegenlaufen kann.

⁵² Diese Vorgabe lautet wie folgt: „zur Deckung der Haftung im Zusammenhang mit der Ausübung ihrer Aufgaben, insbesondere bei der Annahme von für die [ÜNB] bindenden Beschlüssen“.

⁵³ Am Rande sei auf die Besonderheit Art. 34 Abs. 4 UAbs. 2 EP hingewiesen: Dort ist für den Fall einer Nicht-Verzahnung mit Leitlinien die Ausarbeitung eines die Aufgabe konkretisierenden Vorschlags vorgesehen.

Rechtsfolgende entsprechend dargestellt: Es sind Aufgaben mit bindenden Entscheidungsbefugnissen und solche mit bloßer Empfehlungsbefugnis vorgesehen (näher zur Rechtsfolgende unter 2.).

a) Aufgaben mit bindenden Entscheidungsbefugnissen

- Die koordinierte Kapazitätsberechnung. Insoweit wird die zentrale Aufgabe der koordinierten Kapazitätsberechner nach der Verordnung der KOM zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement⁵⁴ (CACM-VO) übernommen.⁵⁵ Gemäß der Begriffsbestimmung in Art. 2 UAbs. 2 Nr. 11 der CACM-VO handelt es sich bei dem koordinierten Kapazitätsberechner um eine Funktionseinheit, die die Aufgabe hat, die Übertragungskapazität auf regionaler Ebene oder darüber zu berechnen. Konkret übernimmt der koordinierte Kapazitätsberechner die regionale Berechnung der zonenübergreifenden Kapazität (hierzu Art. 29 CACM-VO), welche anschließend von den ÜNB validiert wird (Art. 30 Abs. 1 i. V. m. Art. 26 CACM-VO).
- Die koordinierte Sicherheitsanalyse. Insoweit wird auf die SO GL Bezug genommen.⁵⁶ In dieser findet sich der mit „Betriebssicherheitsanalyse“ überschriebene Titel 2 und in den Art. 72 ff. SO GL ist häufiger von (Betriebssicherheits-)Analyse die Rede. Konkret dürfte mit der Begrifflichkeit Sicherheits*analyse* trotz der sprachlichen Divergenz die koordinierte regionale Bewertung der Betriebssicherheit durch die RSC gemäß Art. 78 Abs. 2 SO GL gemeint sein. Dies ergibt sich aus den näheren Umschreibungen der Sicherheitsanalyse in Nr. 2 des Anhangs I, insbesondere wird in Nr. 2.4. auf mögliche Entlastungsmaßnahmen als Reaktion verwiesen.⁵⁷ Die Sicherheitsanalyse bezieht sich auf alle Zeitfenster von Year-Ahead bis Intraday (siehe Nr. 2.2 Anhang I Rat). Als fraglich erweisen sich die Konsequenzen: Insoweit könnte es zu einer Aufwertung der RSC gekommen sein, da die Entlastungsmaßnahmen nach der SO GL von diesen nur empfohlen werden. Hiergegen spricht, dass die Vorgaben im Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO nur bis zur Festlegung der Entlastungsmaßnahmen (siehe Anhang I Nr. 2.4)

⁵⁴ VO (EU) 2015/1222 der KOM v. 24.7.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. L 197 v. 25.7.2015, S. 24 ff.

⁵⁵ Hingewiesen sei darauf, dass koordinierte Kapazitätsberechner gemäß der CACM-VO noch nicht eingerichtet sind: Gemäß Art. 27 Abs. 2 CACM-VO ist die Einrichtung den Entscheidungen über die Kapazitätsberechnungsmethoden nachgelagert und zumindest die Deutschland betreffenden Methoden werden noch konsultiert (siehe etwa BNetzA, Az. BK 6-17-140 für die CORE-Kapazitätsberechnungsregion und das Zeitfenster Intraday).

⁵⁶ In der Position der KOM wird nur der Sache nach und nicht ausdrücklich auf die SO GL Bezug genommen. Dies trifft auch auf andere Aufgaben mit Bezugnahmen zu. Hintergrund ist offenbar der, dass der Entwurf der KOM aus dem Winter 2016/2017 stammt, wohingegen die SO GL von Sommer 2017 datiert.

⁵⁷ Ferner finden sich andere Aspekte der Art. 72 ff. SO GL in anderen Aufgaben des Regionalakteurs, insbesondere Art. 80 SO GL mit einer *Analyse* in Abs. 4 in Art. 34 Abs. 1 lit. db) Rat bzw. lit. j) KOM und EP.

reichen. Die Folgefrage ist nicht speziell normiert, die SO GL könnte insoweit die speziellere und somit vorrangig anwendbare Vorgabe sein. Für eine Aufwertung spricht, dass es sich bei dieser Aufgabe um eine von nur vier (KOM) bzw. zwei (Rat und EP) Aufgaben mit „harter“ Entscheidungsbefugnis handelt. Ferner erweist sich die Abweichungsbefugnis aus Sicherheitsgründen betreffend bindende Beschlüsse bzw. Maßnahmen (Art. 38 Abs. 2 S. 2; hierzu näher unter 2.) gerade als insoweit passend.

b) Aufgabenbereiche mit bindenden Entscheidungsbefugnissen nur nach KOM

- Die Bestimmung der Reservekapazität⁵⁸ in der Region (Art. 34 Abs. 1 lit. g) KOM; siehe insoweit näher Art. 5 Abs. 7 S. 1 und Anhang I Nr. 7 KOM). Die insoweit unveränderte Position des EP scheint hinsichtlich der Rechtsfolgenseite inkohärent zu sein.⁵⁹ In der Ratsposition wurde diese Aufgabe gänzlich gestrichen und Art. 5 Abs. 7 S. 1 derart umformuliert, dass auf die Durchführung der Dimensionierung der Reservekapazität durch die ÜNB entsprechend der VO (EU) 2017/2195 der KOM zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem verwiesen wird.
- Die Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht (Art. 34 Abs. 1 lit. q) KOM; siehe insoweit auch Art. 21 Abs. 6). In der Position des EP finden sich insoweit keine Änderungen. Dahingegen ist in der Ratsposition eine Berechnung durch den Regionalakteur mit dem Resultat einer Empfehlung vorgesehen, die von den ÜNB bei deren Berechnung zu berücksichtigen ist (siehe Art. 34 Abs. 1 lit. q) und Art. 21 Abs. 6; zudem wurde ein neuer Anhang 1 Nr. 10 mit entsprechendem Duktus geschaffen).

c) Aufgabenbereiche mit bloßer Empfehlungsbefugnis nach allen Positionen

- Die weiteren in der SO GL vorgesehenen Funktionen der RSC werden in der Aufgabenform gespiegelt: Die Schaffung gemeinsamer Netzmodelle⁶⁰ und die Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung auf regionaler Ebene.⁶¹ Die insoweit vorgesehene Erstellung regionaler Prognosen und Bewertungen zur Angemessenheit des Stromnetzes

⁵⁸ Eine Begriffsbestimmung hierzu findet sich in Art. 2 Abs. 2 lit. r).

⁵⁹ Einerseits ist – wie im Kommissionsvorschlag – die Bestimmung und Ermittlung der Reservekapazität vorgesehen. Andererseits sind gerade keine bindenden Entscheidungen möglich. Ähnliches gilt auch hinsichtlich Art. 34 Abs. 1 lit. q).

⁶⁰ So finden Art. 77 Abs. 3 lit. b), Art. 79 SO GL eine Entsprechung in Art. 34 Abs. 1 lit. c) und Anhang I Nr. 3. Hingewiesen sei darauf, dass sich in Anhang I Nr. 3.2a Rat auch eine Bezugnahme auf ein gemeinsames Netzmodell nach der CACM-VO bzw. Methoden insoweit findet.

⁶¹ Die Art. 77 Abs. 3 lit. c), Art. 80 SO GL finden eine Entsprechung in Art. 34 Abs. 1 lit. db) sowie Anhang I Nr. 6 Rat bzw. Art. 34 Abs. 1 lit. j) und Anhang I Nr. 10 KOM und EP.

scheint der Bewertung der regionalen Leistungsbilanz nach der SO GL zu entsprechen.⁶²

- Es werden mehrere Aufgaben im Zusammenhang mit dem Entwurf der Risikovorsorge-VO⁶³ aufgeführt.
- Ferner Aufgaben betreffend den Netzschutz und -wiederaufbau: So ist ein Beitrag bei der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der ÜNB vorgesehen.⁶⁴ In eine ähnliche Richtung ist ein Beitrag zur Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus vorgesehen, welcher nach der Position des Rates zurückhaltender formuliert ist.⁶⁵
- Teils werden dem Regionalakteur Aufgaben im Kontext des Themenbereichs Regelenergiekapazität⁶⁶ zugewiesen. Nach dem Entwurf der KOM unterstützt der Regionalakteur die ÜNB bei der Ermittlung der Höhe der zu beschaffenden Regelenergie⁶⁷ und erleichtert die regionale Beschaffung.⁶⁸ In der Position des EP erfolgt ein Beitrag nur bei der vorgelagerten Berechnung bzw. Ermittlung,⁶⁹ die Beschaffung ist allein Sache der ÜNB (siehe Art. 5 Abs. 8 S. 1). In der Ratsposition fehlt eine Aufgabe des Regionalakteurs in diesem Kontext. Gemäß Art. 5 Abs. 8 S. 1 erfolgt die Beschaffung der Regelenergiekapazität durch die ÜNB und wird auf regionaler Ebene gemäß der VO (EU) 2195 der KOM erleichtert.
- Eine Besonderheit der Position des EP (lit. qa)) liegt in einer Verbindung zum Netzausbau: so ist eine Unterstützung der ÜNB bei der Bedarfsermittlung u. a. für Neukapazitäten vorgesehen.

⁶² So finden sich explizite Bezugnahmen auf Art. 81 SO GL in Art. 34 Abs. 1 lit. i) EP und Anhang I Nr. 5.1 Rat. Art. 77 Abs. 3 lit. d), Art. 81 SO GL finden somit eine Entsprechung in Art. 34 Abs. 1 lit. da), Anhang I Nr. 5 Rat bzw. Art. 34 Abs. 1 lit. i), Anhang I Nr. 9 KOM und EP.

⁶³ Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, COM(2016) 862 final v. 30.11.2016.

⁶⁴ Siehe Art. 34 Abs. 1 lit. d). Eine explizite Bezugnahme auf Art. 6 der VO (EU) 2017/2196 der KOM findet sich in der Position des EP sowie in Anhang I Nr. 4.1a Rat.

⁶⁵ Siehe Art. 34 Abs. 1 lit. e) sowie Anhang I Nr. 8 Rat bzw. Nr. 5 KOM und EP.

⁶⁶ Insoweit einschlägige Begriffsbestimmungen finden sich in Art. 2 Abs. 2 lit. j) bis l).

⁶⁷ Siehe Art. 5 Abs. 7 S. 2 sowie Anhang I Nr. 8.1 KOM. Eine Spiegelung dieser Unterstützung im Aufgabenkatalog des Art. 34 Abs. 1 existiert nicht.

⁶⁸ Siehe Art. 34 Abs. 1 lit. h). Insoweit weiterhin relevant: Art. 5 Abs. 8 S. 1 und Anhang I Nr. 8.2 (jeweils KOM).

⁶⁹ Insoweit scheinen die Vorgaben leicht widersprüchlich: Art. 34 Abs. 1 lit. h) „Berechnung der regionalen Regelenergiekapazität“ impliziert einen stärkeren Beitrag als die bloße Unterstützung der ÜNB bei der Ermittlung (siehe Art. 5 Abs. 7 S. 1, Anhang I Nr. 8.1). Hingewiesen sei darauf, dass sich die Begrifflichkeit der „regionalen Regelenergiekapazität“ ausschließlich in Art. 34 findet (Hervorh. d. Verf.).

d) Gegenüberstellung der einzelnen Aufgaben in den verschiedenen Positionen, Art. 34 Abs. 1

	KOM	Rat	EP
lit. a)	koordinierte Kapazitätsberechnung	koordinierte Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Methoden, die gemäß der [CACM-VO] entwickelt werden	koordinierte Kapazitätsberechnung im Einklang mit den Methoden, die gemäß den Artikeln 21, 26, 29 und 30 der [CACM-VO] ausgearbeitet wurden
lit. b)	koordinierte Sicherheitsanalyse	koordinierte Sicherheitsanalyse im Einklang mit den Methoden, die gemäß der [SO GL] entwickelt werden	koordinierte Sicherheitsanalyse im Einklang mit den Methoden, die gemäß den Artikeln 75 und 76 der [SO GL] ausgearbeitet wurden
lit. c)	Schaffung gemeinsamer Netzmodelle	Schaffung gemeinsamer Netzmodelle im Einklang mit den Methoden und Verfahren, die gemäß der [SO GL] entwickelt werden	Schaffung gemeinsamer Netzmodelle im Einklang mit den Methoden und Verfahren, die gemäß den Artikeln 67, 70 und 79 der [SO GL] ausgearbeitet wurden
lit. d)	Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der [ÜNB]	Unterstützung der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der [ÜNB] im Einklang mit dem Verfahren gemäß dem auf der Grundlage des [Art. 6 der StromhandelsVO] angenommenen Netzkodex zu Versorgung und Wiederaufbau	Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der [ÜNB] im Einklang mit dem Verfahren gemäß [Art. 6] der Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission
lit. e)	Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus	Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus gemäß dem Antrag von [ÜNB]	wie KOM
lit. f)	nachträgliche Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung	wie KOM	wie KOM
lit. g)	Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region	entfällt und kein Äquivalent	wie KOM
lit. h)	Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelenergiekapazität	entfällt und kein Äquivalent	Berechnung der regionalen Regelenergiekapazität

Neue Netzakteure im EU-Energie-Winterpaket

lit. i)	Erstellung regionaler Prognosen zur Angemessenheit des Stromnetzes für den Week-Ahead- bis zum Intraday-Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung	[als lit. da)] Erstellung regionaler Prognosen und Bewertungen zur Angemessenheit des Stromnetzes für den Week-Ahead- bis zum Day-Ahead-Zeitbereich für Maßnahmen zur Risikominderung im Einklang mit den Verfahren, die in der [SO GL] dargelegt sind	Erstellung regionaler Prognosen zur Angemessenheit des Stromnetzes für den Week-Ahead- bis zum Intraday-Zeitbereich und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung im Einklang mit der Methode gemäß [Art. 8 Risikovorsorge-VO-Entwurf] und den Verfahren gemäß [Art. 81 der SO GL]
lit. j)	Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung	[als lit. db)] Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung auf regionaler Ebene im Einklang mit den Verfahren, die in der [SO GL] dargelegt sind	Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung im Einklang mit den Verfahren gemäß [Art. 80 der SO GL]
lit. k)	Optimierung der Ausgleichsmechanismen zwischen den [ÜNB]	entfällt und kein Äquivalent	wie KOM
lit. l)	Training und Zertifizierung	[als lit. dd)] Ausbildung und Zertifizierung des Personals, das für die [RSC] arbeitet	Schulung und Zertifizierung
lit. m)	Ermittlung regionaler Krisenszenarien gemäß [Art. 6 Abs. 1 Risikovorsorge-VO-Entwurf], falls der [ENTSO-E] diese Aufgabe auf das regionale Betriebszentrum überträgt	Bestimmung regionaler Krisenszenarien, sofern und soweit gemäß [Art. 6 Abs. 1 Risikovorsorge-VO-Entwurf] beantragt	entfällt
lit. n)	Ausarbeitung und Durchführung jährlicher Krisensimulationen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden gemäß [Art. 12 Abs. 3 Risikovorsorge-VO-Entwurf]	wie KOM	wie KOM
lit. o)	Aufgaben im Zusammenhang mit der Ermittlung regionaler Krisenszenarien, sofern und soweit sie den regionalen Betriebszentren gemäß [Art. 6 Abs. 1 Risikovorsorge-VO-Entwurf] übertragen wurden	entfällt und kein Äquivalent	Aufgaben im Zusammenhang mit der Ermittlung regionaler Krisenszenarien, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß [Art. 6 Abs. 1 Risikovorsorge-VO-Entwurf] übertragen wurden

Neue Netzakteure im EU-Energie-Winterpaket

lit. p)	Aufgaben im Zusammenhang mit den saisonalen Prognosen zur Angemessenheit der Stromerzeugung, sofern und soweit sie den regionalen Betriebszentren gemäß [Art. 9 Abs. 2 Risikovor-sorge-VO-Entwurf] übertragen wurden	Aufgaben im Zusammenhang mit den saisonalen Prognosen zur Angemessenheit der Stromerzeugung, sofern und soweit gemäß [Art. 9 Risikovor-sorge-VO-Entwurf] beantragt	Aufgaben im Zusammenhang mit den saisonalen Prognosen zur Angemessenheit der Stromerzeugung, sofern und soweit sie den regionalen Koordinierungszentren gemäß [Art. 9 Abs. 2 Risikovor-sorge-VO-Entwurf] übertragen wurden
lit. q)	Berechnung der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen gemäß [Art. 21 Abs. 6] zur Verfügung steht	Berechnung des Werts der maximalen Eintrittskapazität, die für die Beteiligung ausländischer Kapazitäten an Kapazitätsmechanismen zur Verfügung steht, zum Zwecke der Abgabe einer Empfehlung nach [Art. 21 Abs. 6]	wie KOM
			lit. qa): Aufgaben in Verbindung mit der Unterstützung der [ÜNB] bei der Ermittlung des Bedarfs an neuen Kapazitäten, an Modernisierung bestehender Kapazität oder an Alternativen, die den gemäß der Verordnung (EU) 347/2013 eingerichteten regionalen Gruppen vorgelegt und in den zehnjährigen Netzentwicklungsplan im Sinne von [Art. 51 Binnenmarkt-RL-E] aufgenommen werden

2. Befugnisse: Bindende Beschlüsse bzw. Maßnahmen und Empfehlungen

Im Kommissionsvorschlag ist hinsichtlich gewisser Aufgaben der Erlass „an die [ÜNB] gerichtete[r] bindende[r] Beschlüsse" vorgesehen (Art. 38 Abs. 2 S. 1). Für die ÜNB besteht eine korrespondierende Umsetzungspflicht, es sei denn, die Sicherheit des Netzes würde beeinträchtigt (siehe Art. 38 Abs. 2 S. 2). Für die restlichen Aufgabenbereiche ist die Verabschiedung „an die [ÜNB] gerichtete[r] Empfehlungen" vorgesehen (Art. 38 Abs. 3).

In der Position des EP bestehen keine grundsätzlichen Besonderheiten im Verhältnis zum Kommissionsvorschlag. Lediglich die Bezugnahme auf die Sicherheitsbeeinträchtigung im Kontext der Abweichungsbefugnis nach Art. 38 Abs. 2 S. 2 erweist sich als am präzisesten.⁷⁰

In der divergierenden Ratsposition ist vorgesehen, dass die regionalen Sicherheitskoordinatoren an die ÜNB gerichtete „koordinierte Maßnahmen" (englisch: "coordinated actions") festlegen (Art. 38 Abs. 2 S. 1). Trotz dieser im Vergleich zur Terminologie in der Position der KOM weicheren Begrifflichkeit ist von einer Verbindlichkeit dieser Maßnahmen auszugehen, da eine Nichtdurchführung durch die ÜNB ebenfalls nur bei einer Gefährdung von Sicherheitsgrenzwerten möglich ist (siehe Art. 38 Abs. 2 S. 2). Ansonsten sind ebenfalls Empfehlungen in den sonstigen Aufgabenbereichen vorgesehen (siehe Art. 38 Abs. 3).

Eine Divergenz besteht hinsichtlich der umfassten Aufgabenbereiche: Während sich die bindenden Entscheidungsbefugnisse nach allen drei Positionen auf Art. 34 Abs. 1 lit. a) und b) beziehen, erstreckt die KOM diese auch auf lit. g) und q). Dahingegen fehlt eine entsprechende Erweiterung in der Position des Rats⁷¹ und in der Position des EP findet sich sogar eine explizit formulierte Beschränkung auf lit. a) und b).

Wortlaut von	KOM	Rat	EP
Art. 38 Abs. 2	Die regionalen Betriebszentren erlassen an die [ÜNB] gerichtete bindende Beschlüsse im Zusammenhang mit den in [Art. 34 Abs. 1 lit. a), b), g) und q)] genannten Aufgaben. Die [ÜNB] setzen die von	Die [RSC] legen an die [ÜNB] gerichtete koordinierte Maßnahmen im Zusammenhang mit den in [Art. 34 Abs. 1 lit. a) und b)] genannten Aufgaben fest. Die [ÜNB] können beschließen, die von den [RSC] vorgelegten koordinierten Maßnahmen nicht durchzuführen, wenn die Durchführung zu	Die regionalen Koordinierungszentren erlassen an die [ÜNB] gerichtete bindende Beschlüsse ausschließlich im Zusammenhang mit den in [Art. 34 Abs. 1 lit. a) und b)] genannten Aufgaben. Die [ÜNB] setzen die von den regionalen Koordinierungszentren verab-

⁷⁰ Konkret findet sich eine Bezugnahme auf die nach Art. 25 VO (EU) 2017/1485 der KOM festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte.

⁷¹ Hinsichtlich der Ratsposition ist diesbezüglich lit. g) zwangsläufig, da diese Aufgabe in dieser Position gestrichen wurde.

	den regionalen Betriebszentren verabschiedeten bindenden Beschlüsse um, außer in Fällen, in denen die Sicherheit des Netzes beeinträchtigt würde.	einer Verletzung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte führen würde, die jeder [ÜNB] gemäß der auf der Grundlage des [Art. 18 der StromhandelsVO] angenommenen Leitlinie für den Netzbetrieb ⁷² festlegt.	schiedeten bindenden Beschlüsse um, außer in Fällen, in denen durch die Umsetzung eines solchen Beschlusses gegen die von den einzelnen [ÜNB] nach [Art. 25 SO GL] festgelegten betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte verstoßen würde.
Art. 38 Abs. 3	Die regionalen Betriebszentren verabschieden an die [ÜNB] gerichtete Empfehlungen zu den in [Art. 34 Abs. 1 lit. c) bis f) und h) bis p)] genannten Aufgaben.	Die [RSC] verabschieden an die [ÜNB] gerichtete Empfehlungen zu den in [Art. 34 Abs. 1] aufgeführten Aufgaben, mit Ausnahme der unter [Abs. 2] dieses Artikels fallenden Aufgaben.	Die regionalen Koordinierungszentren verabschieden an die [ÜNB] gerichtete Empfehlungen zu den in [Art. 34 Abs. 1] aufgeführten Aufgaben, die nicht in [Abs. 2] dieses Artikels genannt werden.

In Art. 38 Abs. 4 ist die Möglichkeit der Übertragung weiterer bindender Entscheidungsbefugnisse vorgesehen. Dies erfolgt durch die Regulierungsbehörden einer Netzbetriebsregion (KOM und EP) bzw. die Mitgliedstaaten auf Vorschlag der Regulierungsbehörden (Rat). Mittels der letztgenannten Modifikation wird offenbar die nationale Souveränität abgesichert.⁷³ Eine korrelierende flexible – da nicht an eine generelle Überarbeitung der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO gebundene – Aufgabenerweiterung findet sich in Art. 34 Abs. 2 betreffend die Übertragung weiterer Aufgaben mit Empfehlungsbefugnis, wobei die Entscheidung durch die KOM (KOM und EP)⁷⁴ bzw. die Mitgliedstaaten (Rat) getroffen wird.

In Art. 39 ist ein Verfahren zur Überarbeitung getroffener Beschlüsse/Maßnahmen und Empfehlungen vorgesehen,⁷⁵ welches auf Ersuchen von ÜNB initiiert wird (siehe Art. 39 Abs. 2 S. 1 KOM und Rat). Hierbei handelt es sich offenbar um ein Instrument der betroffenen ÜNB, ihre Interessen zu wahren. Die Überprüfung und Korrektur (möglicherweise) fehlerhafter, da zu einer Sicherheitsgefahr und Abweichungsnotwendigkeit führender, Maßnahmen, die sich nicht als erledigte Einzelfälle darstellen, kann erreicht werden.

⁷² Hierbei handelt es sich um die SO GL.

⁷³ Schließlich sind die nationalen Regulierungsbehörden (auch weiterhin) unabhängig, auch von der Politik (siehe Art. 57 Abs. 4, Abs. 5 Binnenmarkt-RL-E).

⁷⁴ Hinsichtlich des Wie wird in Art. 34 Abs. 2 KOM und EP nicht sonderlich präzise auf Kapitel VII („Netzkodizes und Leitlinien“) verwiesen.

⁷⁵ In der EP-Position sind weitgehend identische Vorgaben in Art. 38 eingearbeitet, ein eigener Art. 39 fehlt.

Hingewiesen sei schließlich auf die der eigentlichen Verabschiedung von Beschlüssen bzw. Maßnahmen und Empfehlungen vorgelagerte Erarbeitung eines abstrakten Verfahrens (siehe Art. 38 Abs. 1).⁷⁶

3. Nichtbefolgung einzelner Maßnahmen durch ÜNB: Konsequenzen

Während den Empfehlungen eine weitgehende Abweichungsbefugnis begriffsimmanent ist, stellt sich insbesondere hinsichtlich einer etwaigen Abweichung von bindenden Entscheidungen des Regionalakteurs die Frage nach Kontrollmechanismen und möglichen Konsequenzen. Für den Fall der Nichtbefolgung beider Maßnahmen ist in Art. 38 Abs. 3a EP ein allgemeines Begründungserfordernis vorgesehen. Insoweit wird auch Transparenz gegenüber Marktakteuren und der Öffentlichkeit gewährleistet (siehe Art. 37a Abs. 2 EP). Nach den Positionen von KOM und Rat besteht eine Begründungs- bzw. Berichtspflicht gegenüber insbesondere dem Regionalakteur für abweichende ÜNB dahingegen erst nach einem Überarbeitungsverfahren, in der Kommissionsposition zudem nur hinsichtlich Empfehlungen (siehe Art. 38 Abs. 2a, Art. 39 Abs. 4 Rat bzw. Art. 39 Abs. 4 KOM).⁷⁷ Transparenz ist allenfalls ansatzweise gewährleistet.⁷⁸ Die Begründungen dienen neben einer Selbstkontrolle des Verfassers insbesondere der Kontrolle des Berufens auf die Abweichungsbefugnis bei bindenden Maßnahmen. Ist Transparenz gewährleistet, kann zudem eine öffentliche Kontrolle stattfinden.⁷⁹

Die Bindung der Begründungspflicht in den Positionen von KOM und Rat an ein vorheriges Überarbeitungsverfahren erscheint fragwürdig. Diese Bindung könnte einen Anreiz darstellen, auf die Initiierung eines Überarbeitungsverfahrens zu verzichten: sofern kein anderer ÜNB ein solches Verfahren initiiert, besteht dann keine Begründungspflicht bei Abweichungen. Offenkundiges Ziel der Begrenzung der Begründungspflicht ist eine Entbürokratisierung. Ebenfalls als fragwürdig erweist sich die Begrenzung auf Empfehlungen in der Position der KOM, da eine Begründung im Falle der Abweichung von bindenden Beschlüssen aus angeblichen oder tatsächlichen Sicherheitsgründen besonders relevant erscheint.

⁷⁶ Die Erarbeitungszuständigkeit liegt bei den regionalen Betriebszentren (KOM) bzw. den ÜNB (Rat und EP). Fragen wirft insbesondere Art. 38 Abs. 1 Rat auf: Die dort vorgesehene bloße Vorlage (englisch: "put forward") durch die RSC könnte implizieren, dass die eigentliche Verabschiedung durch die ÜNB erfolgt. Dies würde aber Art. 38 Abs. 2 und 3 Rat (Festlegung bzw. Verabschiedung durch die RSC) widersprechen.

⁷⁷ Insoweit wird hinter den Vorgaben der SO GL zurückgeblieben, dort ist eine allgemeine Begründungspflicht für den Fall der Nichtumsetzung der empfohlenen Entlastungsmaßnahmen vorgesehen (siehe Art. 78 Abs. 4 S. 4 SO GL). Hingewiesen sei darauf, dass die SO GL kein Überarbeitungs- oder Überprüfungsverfahren vorsieht.

⁷⁸ So sieht Art. 38 Abs. 2a Rat betreffend koordinierte Maßnahmen zumindest einen „transparenten Bericht“ vor.

⁷⁹ Vgl. die Forderung nach Transparenz bei *Baker/Finkler/Kolokathis*, Regional Operational Centres: A review of the Commission's proposal and recommendations for improvement, August 2017, abrufbar unter: https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2017/08/rap_clientearth_regional_operational_centres_recommendations_improvement_2017_august.pdf (letzter Abruf: 19.06.2018), S. 7 f.

In Fällen einer unberechtigten Nichtbefolgung von bindenden Beschlüssen bzw. koordinierten Maßnahmen dürften die im Verordnungstext nicht näher präzisierten⁸⁰ Sanktionen gemäß Art. 61 Abs. 1 drohen.⁸¹ Es ist ein Selbstüberwachungsmodus⁸² des Regionalakteurs vorgesehen (siehe Art. 43 Abs. 1). Gemäß Art. 43 Abs. 1 lit. b) KOM werden die erlassenen Beschlüsse und Empfehlungen und die erzielten Ergebnisse überwacht. Gemäß der Konkretisierung in Art. 43 Abs. 1 lit. b) Rat wird auch der Grad der Umsetzung der koordinierten Maßnahmen und Empfehlungen durch die ÜNB überwacht. Art. 43 Abs. 1 lit. b) EP verweist vergleichbar auf die Überwachung der erlassenen Beschlüsse und Empfehlungen, insbesondere diejenigen, von denen abgewichen wurde. Dieser Selbstüberwachungsmodus in Verbindung mit der Meldung insoweit festgestellter Mängel an u. a. die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und ACER (Art. 43 Abs. 5) ist wegen eines für etwaige Sanktionen vorbereitenden Charakters ebenfalls in diesem Kontext zu erwähnen.⁸³

4. Fazit

Zusammengefasst ist eine Vielzahl an Aufgaben für den Regionalakteur in den Vorschlägen zur neuen Elektrizitätsbinnenmarkt-VO vorgesehen. Hierbei handelt es sich um die bisherigen Aufgaben der RSC,⁸⁴ die Aufgaben anderer Akteure – insbesondere die koordinierte Kapazitätsberechnung, für welche in der CACM-VO spezielle koordinierte Kapazitätsberechner vorgesehen sind – sowie um gänzlich neue Aufgaben aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sowie anderen Rechtsakten des Winterpakets. Harte Entscheidungsbefugnisse bestehen nur in wenigen Aufgabenbereichen. Nichtsdestotrotz handelt es sich um eine Aufwertung der RSC, da die insoweit aktuell einzig einschlägige SO GL auf Rechtsfolgenseite lediglich Empfehlungen und Vorschläge vorsieht.

Das zweipolige Rechtsfolgensystem – bindende Beschlüsse/koordinierte Maßnahmen sowie Empfehlungen – erweist sich teilweise⁸⁵ als zu undifferenziert: So passen etwa die „Schaffung“

⁸⁰ Art. 61 Abs. 3 ist lediglich zu entnehmen, dass die Sanktionen nicht strafrechtlicher Natur sind. Art. 61 Abs. 1 S. 1 sieht eine Festlegung durch die MS vor.

⁸¹ Art. 62 Binnenmarkt-RL-E erweist sich insoweit als nicht weiterführend, da diese Vorgabe nur den Regionalakteur betrifft. Generell dürfte Art. 61 Abs. 1 spezieller sein als der Aufsichts- und Sanktionsteil der Binnenmarkt-RL-E.

⁸² Siehe zu den Elementen der hoheitlichen Aufsicht unten, D.VII.

⁸³ Am ehesten als eine Art „Einzelfall-Brücke“ zu Sanktionen – im Sinne einer Meldung ungerechtfertigter Abweichungen durch den Regionalakteur – dient insoweit die Position des EP.

⁸⁴ Bzw. um Aufgaben, die für diese vorgesehen sind.

⁸⁵ Dahingegen passen etwa die zu berücksichtigenden Lösungsvorschläge des RSC bei ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Nichtverfügbarkeitsplanung (siehe Art. 80 Abs. 4 und 6 SO GL) zu den Empfehlungen. Gleiches gilt für die Vorschläge für Entlastungsmaßnahmen gemäß Art. 81 Abs. 3 S. 2 SO GL.

gemeinsamer Netzmodelle (Art. 34 Abs. 1 lit. c)) und die insoweit vorgesehene bloße Empfehlungsbefugnis des Regionalakteurs nicht recht zueinander. Ferner ist die Abstimmung zu den anderen rechtlichen Vorgaben, auf die in Art. 34 Abs. 1 regelmäßig Bezug genommen wird, nicht immer gelungen: Insoweit sei an die Unklarheit hinsichtlich der Verbindlichkeit der Entlastungsmaßnahmen als Folgemaßnahmen der koordinierten Sicherheitsanalyse erinnert.⁸⁶

Die finale Ausgestaltung des Aufgabenkatalogs in den Trilogverhandlungen bleibt abzuwarten. Insbesondere der Rat zeigt sich hinsichtlich der Übertragung mancher Aufgaben an den Regionalakteur kritisch, dies teils auch wenn auf Rechtsfolgenseite lediglich Empfehlungen vorgesehen sind. Ferner erweisen sich die Vorgaben betreffend den Abweichungsfolgemechanismus als noch recht heterogen.

VII. Weiterer Regelungskontext

Hingewiesen sei auf weitere Vorgaben des reformierten sekundärrechtlichen Rahmens mit Bezug zum ÜNB-Regionalakteur. So finden sich in Art. 62 Binnenmarkt-RL-E die Befugnisse und Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden im Kontext des Regionalakteurs. Häufig handelt es sich hierbei um Spiegelungen zu den Vorgaben betreffend den Regionalakteur aus dem Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, etwa gewisse auch dort enthaltene Genehmigungserfordernisse. Weiteres Element der Aufsicht über den Regionalakteur ist Art. 8 ACER-VO-E betreffend die Aufgaben und Befugnisse von ACER,⁸⁷ wobei es sich wiederum häufig um Spiegelungen handelt.⁸⁸ Auch in Art. 40 betreffend die Verantwortlichkeiten der ÜNB findet sich teils ein Aufgriff, so berücksichtigen die ÜNB gemäß Art. 40 Abs. 3 KOM die vom Regionalakteur „wahrgenommenen Aufgaben“.⁸⁹

Im vorliegenden Kontext erwähnenswert ist schließlich die Leitlinienbefugnis der KOM zur Umsetzung der operativen Koordinierung der ÜNB auf Unionsebene (siehe Art. 57 Abs. 6).⁹⁰

⁸⁶ Hierzu o.D.VI.1.a).

⁸⁷ Hingewiesen sei auf die Stärkung der übernationalen Komponente der Aufsicht in Art. 8 Abs. 2a, 2a ACER-VO-E in der Position des EP mit weiteren, nachrangigen Entscheidungsbefugnissen von ACER; wegen der regionalen und nicht rein nationalen Relevanz des Regionalakteurs für eine Stärkung der Aufsichtsrolle von ACER *Baker/Finkler/Kolokathis*, o. Fn. 79, S. 7.

⁸⁸ Am Rande hingewiesen sei darauf, dass neben dem Selbstmonitoring und den entsprechenden Berichten (siehe Art. 43) insbesondere die in Art. 27 Abs. 2 vorgesehenen Mängelmeldungen durch ENTSO-E als Informationsgrundlage von ACER dienen.

⁸⁹ In der Position des EP zu Binnenmarkt-RL-E (= Plenarsitzungsdokument A8-0044/2018) bezieht sich die Berücksichtigung nur auf Empfehlungen des Regionalakteurs. In der Position des Rats (= Dokumenten-Nr. 15886/17) fehlt eine entsprechende Vorgabe.

⁹⁰ Insoweit stellt sich die Frage nach dem Verhältnis solcher Leitlinien zur Koordinierung mittels des Regionalakteurs.

VIII. Einordnung und Fazit

Mit dem für die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-VO vorgesehenen Regionalakteur würde die regionale Koordination auf Übertragungsnetzebene intensiviert. Während die verstärkte Koordination als solche offenbar einhellig für sinnvoll erachtet wird, wird die über die RSC hinausgehende Institutionalisierung inklusive Verlagerung von Entscheidungsbefugnissen auf den Regionalakteur bzw. der Nutzen hiervon kritisch gesehen.⁹¹ Weiterhin wurden insbesondere vom Bundestag in Bezug auf den Kommissionsvorschlag Schwierigkeiten hinsichtlich der Kompetenzabgrenzung sowie Unklarheiten der Letztverantwortung mit entsprechend möglichen Implikationen auf den sicheren Systembetrieb geltend gemacht.⁹² Diese Aspekte scheinen aus der Sicht eines Theoretikers jedoch grundsätzlich ausreichend adressiert zu sein: So kommt dem Regionalakteur nach allen drei Positionen eine lediglich ergänzende Rolle zu, der Echtzeitnetzbetrieb liegt ausdrücklich in den Händen der einzelnen ÜNB und es findet sich ein Aufgabenkatalog mit einer begrenzten Anzahl an echten Entscheidungsbefugnissen. Eine Gefahr für den Systembetrieb scheint wegen der zumindest in den Positionen von Rat und EP ausdrücklich-deklaratorisch vorgesehenen (Letzt-)Verantwortung der mitgliedstaatlichen ÜNB für ein sicheres und zuverlässiges Stromsystem und der Abweichungsbefugnis aus Sicherheitsgründen (siehe Art. 38 Abs. 2 S. 2) unbegründet. Im Detail erweist sich die Konkretisierung der Aufgaben des Regionalakteurs aber teils als kompliziert, da eine Zusammenschau mit anderen Rechtsakten notwendig ist. Und im Einzelnen bestehen Unklarheiten, etwa hinsichtlich der Rechtsfolgen der Sicherheitsanalysen.⁹³

Was nicht zu bestreiten ist, ist die Komplexität der Abstimmung zwischen Regionalakteur und ÜNB.⁹⁴ Diese ist systemimmanent. Ebenso erscheint ein eher komplexes Gerüst zur Kompetenzabgrenzung notwendig. Ob diese Aspekte durch einen entsprechenden Mehrwert einer verstärkten regionalen Koordination⁹⁵ aufgewogen werden, ist eine Frage, die u. a. die Politik und Ökonomie zu entscheiden haben.

Hinsichtlich der Trilogverhandlungen bleibt abzuwarten, in welchem Umfang dem Regionalakteur Aufgaben und Befugnisse über die des RSC hinaus übertragen werden oder diese bei den mitgliedstaatlichen ÜNB verbleiben (bzw. den ÜNB teils auch neu zugewiesen werden). Diese

⁹¹ Vgl. die jeweils auf den Vorschlag der KOM bezogenen Stellungnahmen des Bundestags, o. Fn. 4, S. 4; sowie des BDEW v. 23.02.2017, o. Fn. 5, S. 29.

⁹² BT, o. Fn. 4, S. 4; ebenfalls in diese Richtung *ENTSO-E*, o. Fn. 5; sowie BDEW, o. Fn. 5, S. 29.

⁹³ Hierzu o. D.VI.1.a).

⁹⁴ BDEW, o. Fn. 5, S. 29.

⁹⁵ Zu diesen Vorteilen etwa *Baker/Finkler/Kolokathis*, o. Fn. 79, S. 2 f.

Aspekte sind der Kern der kontroversen Debatte insoweit. Ferner steht die finale Bezeichnung des Regionalakteurs aus.

Mit den Netzbetriebsregionen der Regionalakteure wird neben den bereits geschaffenen Regionen, u. a. Kapazitätsberechnungsregionen, Gebotszonen⁹⁶ und Nichtverfügbarkeits-Koordinierungsregionen⁹⁷, eine weitere Kategorie an Regionen mit (potentiell) divergierendem Zuschnitt geschaffen.

Schließlich sei auf eine weitere Entwicklung hingewiesen: So werden insbesondere mit den RSC und deren Aufgaben bisher in einem Durchführungsrechtsakt der KOM – konkret der SO GL – enthaltene Inhalte ins Sekundärrecht „befördert“, welches ein ordentliches Gesetzgebungsverfahren zu durchlaufen hat und dessen demokratische Legitimation als höher erachtet werden könnte.

⁹⁶ Siehe insoweit insbesondere die Abgrenzungsvorgabe Art. 13.

⁹⁷ Siehe insoweit insbesondere Art. 80 Abs. 1 SO GL.

E. Die Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber („EU-VNB“)

I. Allgemeines

Im Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO fällt die aufgewertete Rolle der VNB auf. So werden die VNB im Vorgängerrechtsakt nur am Rande erwähnt. Ihnen wird eine weitgehend passive Rolle zugeschrieben: sie sind lediglich eine bei den Konsultationen von ENTSO-E einzubeziehende Gruppe von Akteuren (siehe Art. 10 Abs. 1 S. 2 StromhandelsVO).⁹⁸ Neben weiteren Bezugnahmen auf die VNB bzw. die Verteilernetze im Entwurf der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO wird den VNB mit Kapitel VI. („Verteilernetzbetrieb“) nunmehr ein eigenes Kapitel gewidmet. Mit der EU-VNB, deren Gründung und Aufgaben den zentralen Inhalt dieses Kapitels darstellen, werden die VNB zum insoweit aktiven Akteur, dies insbesondere aufgrund der Beteiligung an der Festlegung von Netzkodizes. Hintergrund der normativen Aufwertung in diesem EU-Rechtsakt ist die aufgewertete Rolle der VNB in der sich wandelnden Energielandschaft: So werden die zunehmende Bedeutung der VNB und die formelle Vertretung der VNB auf EU-Ebene in der Begründung zum Kommissionsentwurf zueinander in Bezug gesetzt.⁹⁹

Die grundlegende mit der EU-VNB verfolgte Zielsetzung ist die Förderung der Vollendung und des Funktionierens des Elektrizitätsbinnenmarkts sowie der optimalen Verwaltung und des koordinierten Betriebs der Verteiler- und Übertragungsnetze (siehe Art. 49 S. 1 KOM bzw. Art. 49 Abs. 1 Rat und EP). Weiterhin werden die Steigerung der Effizienz der Stromverteilernetze und die Sicherstellung einer engen Zusammenarbeit mit den ÜNB und ENTSO-E aufgeführt (Erwägungsgrund 38).

Hingewiesen sei schließlich darauf, dass mit *EDSO* (= European Distribution System Operators) *for smart grids*¹⁰⁰ bereits eine europäische VNB-Plattform existiert, die zumindest in gewissen Maßen einen funktionalen Vorgänger der EU-VNB darstellt; mit *Eurelectric*, *CEDEC* und *Geode* existieren zudem weitere einschlägige europäische Organisationen bzw. Verbände, die aber nicht spezifisch auf die VNB ausgerichtet sind.¹⁰¹

⁹⁸ Eine weitere und versteckte Referenz auf die VNB findet sich in Art. 17 Abs. 1 lit. c) StromhandelsVO.

⁹⁹ COM(2016) 861 final v. 23.2.2017, S. 26.

¹⁰⁰ Zu gewissen Informationen siehe die unter <https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/brochure.pdf> abrufbare Broschüre bzw. Selbstvorstellung (letzter Abruf 28.05.2018).

¹⁰¹ Vgl. insoweit SWD(2016) 410 final, S. 107 f., wo diese vier Organisationen als für ungeeignet für die neuen Aufgaben der EU-VNB erachtet werden.

II. Grundlegende Konzeption und Fragen der Mitgliedschaft

Während die Gründung der EU-VNB als solche – und damit die institutionalisierte Zusammenarbeit der VNB – verbindlich ist, ist die Mitgliedschaft einzelner VNB nach allen drei Positionen optional.¹⁰² Offenbar herrscht die Erwartung, dass genügend VNB die Möglichkeit, sich einzubringen, ergreifen wollen und sich eintragen lassen.¹⁰³

Hinsichtlich einer potentiellen Mitgliedschaft findet sich in Art. 49 S. 1 KOM eine Begrenzung auf gewisse VNB. Konkret arbeiten solche VNB zusammen, „die nicht Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind oder die gemäß [Art. 35 Binnenmarkt-RL-E] entflochten sind“. In anderen Worten sind VNB, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind und nicht wenigstens entsprechend den Vorgaben der Binnenmarkt-RL entflochten sind, außen vor. Mit dieser Vorgabe wären aufgrund der Ausnahme von der Entflechtungspflicht für u. a. Elektrizitätsunternehmen mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden (Art. 35 Abs. 4 Binnenmarkt-RL-E, entspricht §§ 7 Abs. 2 S. 1, 7a Abs. 7 S. 1 EnWG) zahlreiche¹⁰⁴ kleinere VNB außen vor, was insbesondere in Branchenkreisen zu Kritik führte.¹⁰⁵ Die Repräsentativität der EU-VNB stünde infrage.¹⁰⁶ Grundgedanke dieser Vorgabe ist offenbar der, dass Interessen jenseits der Netzsparte des vertikal integrierten Unternehmens – also der Erzeugungs- und/oder Versorgungsseite – so keinen Einfluss haben sollen. Eine Begrenzung der Mitgliederzahl wäre ein weiterer denkbarer Hintergrund des Ansatzes der KOM.

In den Positionen des Rats und des EP findet sich eine solche Begrenzung auf gewisse VNB nicht. Möglicherweise als Ersatz für den an der Mitgliedschaft und der Entflechtung anknüpfenden Ansatz der KOM zur Sicherstellung von Interessenneutralität ist in materieller Hinsicht eine Nichtverfolgung von Partikularinteressen durch die EU-VNB vorgesehen.¹⁰⁷

Eine Besonderheit der Position des EP liegt darin, dass für eingetragene Mitglieder die Möglichkeit besteht, sich durch Verbände vertreten zu lassen (siehe Art. 49 Abs. 1 UAbs. 2). Ziel ist

¹⁰² Während Art. 49 Abs. 1a S. 1 Rat und insbesondere Art. 49 Abs. 1 S. 2 EP insoweit eindeutig sind, ist Art. 49 KOM weniger eindeutig, Art. 49 S. 2 KOM („[VNB], die in der EU-VNB mitarbeiten *möchten*, werden eingetragene Mitglieder“; Hervorh. d. Verf.) spricht aber gegen eine Beitrittspflicht; für eine Unklarheit in der Position der KOM und für eine ausdrückliche Festschreibung der Freiwilligkeit *Pritzsche*, RdE Sonderheft/2017, 10 (11, 15).

¹⁰³ Hingewiesen sei auf die ausdrückliche Begrenzung der Mitarbeit auf eingetragene Mitglieder in Art. 50a Abs. 1 lit. a) Rat und EP. Auch der Position der KOM ist diese Begrenzung aber immanent, vgl. etwa Art. 49 S. 2 KOM.

¹⁰⁴ Zur quantitativen Dimension siehe *Pritzsche*, RdE Sonderheft/2017, 10 (10 f., 14): „sowohl in Deutschland wie auch europaweit rund 90 % der VNB [...] ausgeschlossen“.

¹⁰⁵ Vgl. beispielsweise *Eurelectric*, European Commission’s proposal for a Regulation on the internal market for electricity, A EURELECTRIC position paper, April 2017, https://www3.eurelectric.org/media/318374/eurelectric_positionpaper_electricity_regulation_final-2017-030-0241-01-e.pdf (letzter Abruf 28.05.2018), S. 28.

¹⁰⁶ *Pritzsche*, RdE Sonderheft/2017, 10 (14).

¹⁰⁷ Siehe Art. 49 Abs. 1a S. 3 Rat, in diese Richtung auch Art. 51 Abs. 2 lit. e) Rat; ähnlich Art. 49 Abs. 1 UAbs. 3 EP.

offenbar die Aufwandsbegrenzung.¹⁰⁸ Die Attraktivität dieser Vertretungsoption wird wohl dadurch eingeschränkt, dass eine bloße Beobachterrolle für Vertreter bestehender VNB-Verbände im Verwaltungsrat vorgesehen ist (siehe Art. 50a Abs. 2 S. 2 lit. ab) EP).¹⁰⁹ Ein generelles Risiko liegt in der Interessenneutralität – sofern solchen Verbänden eine Vertreterrolle und Einflussnahmemöglichkeit eröffnet wird, die auch Erzeuger- und/oder Versorgerinteressen vertreten.

Finanzielle Aspekte sollen kein Hindernis einer Beteiligung sein: Die Kosten werden über die Mitgliedsbeiträge¹¹⁰ auf die Mitglieder verteilt (vgl. Art. 50 Abs. 6 S. 1).¹¹¹ Gemäß Art. 50 Abs. 6 S. 1, S. 2 besteht eine Refinanzierungsgarantie für angemessene und verhältnismäßige Kosten für die VNB.¹¹²

III. Gründung und Struktur

Art. 50 sieht ein Prozedere der Gründung vor:¹¹³ Zunächst ist ein Bündel an Dokumenten, bestehend u. a. aus dem Entwurf einer Satzung und dem Entwurf einer Geschäftsordnung, durch die VNB zu erarbeiten (siehe Art. 50 Abs. 1).¹¹⁴ Anschließend folgen Stellungnahmen von ACER und der KOM (Art. 50 Abs. 2 und 3). Hiernach gründen die VNB die EU-VNB und verabschieden und veröffentlichen die Satzung und Geschäftsordnung (Art. 50 Abs. 4). Die Gründung stellt keine reine Selbstregulierung dar, da neben insbesondere organisatorischen Vorgaben (primär in den Positionen von Rat und EP, hierzu sogleich) eine positive Stellungnahme der KOM (siehe Art. 50 Abs. 4) erforderlich ist – ein hoheitlicher Einflusshebel.

In Art. 50a Rat sowie im nahezu wortlautidentischen Art. 50a EP finden sich Grundsätze für die zu entwickelnde Satzung der EU-VNB. Insbesondere sind eine Generalsversammlung und

¹⁰⁸ Vgl. *Pritzsche*, RdE Sonderheft/2017, 10 (15). Ebenfalls eine Entlastung bezweckt offenbar die in Art. 50a Abs. 1 lit. a) Rat und EP vorgesehene Möglichkeit Aufgaben untereinander zu delegieren.

¹⁰⁹ Hingewiesen sei darauf, dass die Beobachterrolle auch in Art. 50a Abs. 2 S. 2 lit. ab) Rat vorgesehen ist.

¹¹⁰ Ausdrücklich ist in Art. 50 Abs. 6 S. 1 nur von einer Kostentragung durch die Mitglieder die Rede. Mitgliedsbeiträge werden explizit nur in Art. 49 Abs. 1b Rat erwähnt, dort ist die Bezahlung eines fairen und angemessenen Mitgliedsbeitrags vorgesehen.

¹¹¹ Die Mitgliedsbeiträge sind offenbar ein Element der Finanzierungsvorschriften, welche wiederum in der Geschäftsordnung zu konkretisieren sind (siehe Art. 50 Abs. 1).

¹¹² Lediglich am Rande sei darauf hingewiesen, dass eine vergleichbare ausdrückliche Regelung für den Regionalakteur nicht existiert. In Art. 43 Abs. 3 (aller drei Positionen) fehlt die Folge der dort vorgesehenen Kostenermittlung, ein Äquivalent zu Art. 30 betreffend ENTSO-E existiert nicht.

¹¹³ Am Rande sei darauf hingewiesen, dass Art. 50 Abs. 1 bis 4 (insbesondere in der Position der KOM) nahezu identisch formuliert wurde wie Art. 5 StromhandelsVO betreffend die Gründung von ENTSO-E.

¹¹⁴ Hingewiesen sei darauf, dass in Art. 50 Abs. 1 KOM und EP eine administrative Unterstützung durch ACER vorgesehen ist.

ein Verwaltungsrat als Hauptorgane vorgesehen. Weitere Organe sind die strategische Beratergruppe¹¹⁵, Sachverständigengruppen¹¹⁶ und ein Generalsekretär¹¹⁷ (siehe auch die Zusammenfassung in Art. 50 Abs. 0 Rat). Dahingegen fehlen im Kommissionsentwurf ein Art. 50a, entsprechende Grundsätze und Vorgaben zu Organen sowie zu deren Zuständigkeiten gänzlich,¹¹⁸ insoweit wird offenbar in ungleich größerem Maße auf eine autonome Selbstorganisation gesetzt.¹¹⁹

Die vorgeschlagene Generalversammlung verabschiedet die strategischen Entscheidungen und politische Leitlinien für den Verwaltungsrat (siehe Art. 50a Abs. 1 lit. b)). Ferner wählt die Generalversammlung den Verwaltungsrat (siehe Art. 50a Abs. 1 lit. e)). Die Beschlussquoten der Generalversammlung werden in Art. 50a Abs. 1 lit. c) und d) aufgeführt. Da jedes Mitglied über eine Anzahl an Stimmen verfügt, die der jeweiligen Kundenzahl entspricht (Art. 50a Abs. 1 lit. c) Spiegelstrich 2 und lit. d) Spiegelstrich 1), wird ein höherer Einfluss gewichtigerer, da über eine größere Kundenzahl verfügender VNB sichergestellt.

Der vorgesehene Verwaltungsrat leitet die Zusammenarbeit zwischen VNB und ÜNB (siehe Art. 50a Abs. 1 lit. g)). Generell ergeben sich die Zuständigkeiten eher im Umkehrschluss zu den Vorgaben für die Generalversammlung, so dürften etwa die laufenden Geschäfte in der Zuständigkeit des Verwaltungsrats liegen. Die Zusammensetzung des Verwaltungsrats ist in Art. 50a Abs. 2 S. 2 lit. a) vorgesehen: Neben dem Präsidenten entsenden drei von der Anzahl der Netznutzer abhängige¹²⁰ Gruppen an Mitgliedern jeweils neun Vertreter.¹²¹ Für die Abstimmungen gilt dann ein Erfordernis einer einfachen Mehrheit (siehe Art. 50a Abs. 1 lit. h)). Zielsetzung ist es offenbar, die in Erwägungsgrund 38 (aller Positionen) vorgesehene Repräsentativität der EU-VNB für die VNB der Union¹²² durch einen gleichberechtigten Einfluss der drei Gruppen zu verwirklichen. In Branchenkreisen wird allerdings teils eine Unterrepräsentation der Gruppe mit über einer Million Netznutzer kritisiert, da diese fast 75 Prozent der Netznutzer vertreten.¹²³

¹¹⁵ Dazu Art. 50a Abs. 2 lit. f).

¹¹⁶ Dazu Art. 50a Abs. 1 lit. j).

¹¹⁷ Insoweit ist lediglich eine vierjährige Amtszeit vorgesehen, siehe Art. 50a Abs. 1 lit. i).

¹¹⁸ Das Fehlen von Vorgaben zu Organen entspricht wiederum Art. 5 StromhandelsVO bzw. Art. 26 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO-E betreffend ENTSO-E.

¹¹⁹ Wenig überraschend werden die entsprechenden Vorgaben in Branchenkreisen kritisch gesehen, siehe etwa *EDSO/Eurelectric/GEODE*, Joint Statement on the EU DSO Entity, abrufbar unter <https://www.edsoforsmart-grids.eu/wp-content/uploads/DSOs-Joint-statement-EU-DSO-entity.pdf> (zuletzt abgerufen am 28.05.2018).

¹²⁰ Diese Gruppen sind konkret wie folgt definiert: mehr als eine Million Netznutzer, mehr als 100.000 und weniger als 1 Million Netznutzer und weniger als 100.000 Netznutzer.

¹²¹ Insoweit sind die numerischen Vorgaben deutlich konkreter als im Kontext der Generalversammlung.

¹²² Auch Art. 50a Abs. 2 S. 1 EP und Rat sieht vor, dass die die Verfahren der EU-VNB u. a. die vielfältige geografische und wirtschaftliche Struktur der Mitgliedschaft widerspiegeln.

¹²³ Siehe *EDSO/Eurelectric/GEODE*, o. Fn. 119, dort wird sich für eine 14-7-7-Repräsentation der Gruppen ausgesprochen.

Es bleibt abzuwarten, ob und in welcher Ausgestaltung Art. 50a Rat und EP Teil der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO wird.

IV. Aufgaben

Die Aufgaben der EU-VNB sind in Art. 51 zusammengefasst. Die zentrale Befugnis und normierte Möglichkeit der Einflussnahme der EU-VNB ist die mögliche Beteiligung an der Aufstellung von gewissen Netzkodizes als europäischer Binnenmarktsetzung bzw. die entsprechende Zuarbeit an die entscheidenden hoheitlichen Akteure (hierzu 1.).¹²⁴ Die weiteren Aufgaben (hierzu 2.) der EU-VNB sind weniger rechtlicher Natur, sondern liegen in der faktischen Förderung, Erleichterung oder Zusammenarbeit.

1. Beteiligung an der Ausarbeitung von Netzkodizes

a) Überblick über das Verfahren zur Festlegung von Netzkodizes

Das Regelverfahren¹²⁵ zur Festlegung von Netzkodizes läuft vereinfacht in folgenden Stufen ab: Zunächst stellt die KOM eine Prioritätenliste auf (Art. 55 Abs. 2 S. 1). Anschließend erarbeitet ACER eine Rahmenleitlinie (Art. 55 Abs. 3 bis 7). Es folgt die eigentliche Ausarbeitung der konkretisierenden¹²⁶ Netzkodizes durch ENTSO-E und/oder die EU-VNB (Art. 55 Abs. 8 und 9). Hiernach überarbeitet¹²⁷ ACER die Netzkodizes (Art. 55 Abs. 10), womit aufgrund der immanenten hoheitlichen Kontrolle der Einfluss der privaten Regelsetzung begrenzt wird. Das Resultat dieses Prozederes ist „Grundlage“ für delegierte Rechtsakte¹²⁸ bzw. Durchführungsrechtsakte¹²⁹ der KOM (siehe Art. 54 Abs. 1 S. 2), was impliziert, dass Änderungen möglich sind. Abschließend ist ein Rechtsetzungsverfahren zu durchlaufen (siehe hierzu Art. 63 KOM und EP bzw. Art. 62 Abs. 2 Rat).¹³⁰

¹²⁴ Vgl. den Widerklang dieser Aufgabe in der Aufgabennorm, siehe Art. 51 Abs. 1 lit. f) KOM und EP sowie – offenbar mit entsprechender Gewichtung wie vorliegend – Art. 51 Abs. 1 lit. a) Rat.

¹²⁵ Insbesondere für den Fall des Scheiterns sind in Art. 55 Abs. 11 ff. Ersatzbefugnisse vorgesehen; auch Art. 55 Abs. 7 ist als Ersatzbefugnis einzuordnen.

¹²⁶ Vgl. die Vorgabe des Entsprechens in Art. 55 Abs. 8 a. E.

¹²⁷ Bei der Überarbeitung durch ACER handelt es sich um eine Novität: Im Vorgängerrechtsakt war eine Stellungnahme durch ACER und eine anschließende Möglichkeit der Änderung für ENTSO-E und Erneut-Vorlage an ACER vorgesehen (siehe Art. 6 Abs. 7 und 8 StromhandelsVO). In der Neuerung wird von der KOM eine Straffung des Netzkodex-Verfahrens erblickt (siehe Erwägungsgrund 43 KOM und die Begründung zum Kommissionsentwurf (COM(2016) 861 final v. 23.2.2017, S. 25)).

¹²⁸ In den Positionen von KOM und EP.

¹²⁹ In der Position des Rats.

¹³⁰ Verwiesen wird auf diese Normen jeweils in Art. 55 Abs. 1. Hingewiesen sei darauf, dass insoweit jeweils auch ein Einfluss der Mitgliedstaaten (teils unmittelbar, teils über den Rat) eröffnet wird.

Hingewiesen sei darauf, dass die KOM alternativ zu den Netzkodizes Leitlinien erlassen kann (siehe Art. 54 Abs. 1, Art. 57 Abs. 2).

b) Für eine Ausarbeitung durch die EU-VNB infrage kommende Netzkodizes

Die möglichen Themenbereiche von Netzkodizes sind vielfältig (vgl. die Auflistung in Art. 55 Abs. 1). Eine Beteiligung der EU-VNB ist vorgesehen, wenn der Gegenstand des Netzkodex unmittelbar mit dem Betrieb des Verteilernetzes zusammenhängt und für das Übertragungsnetz weniger¹³¹ bzw. nicht unbedingt¹³² relevant ist (siehe Art. 55 Abs. 2 S. 2). In einer solchen Konstellation kann die KOM die Vorlage eines Vorschlags für einen Netzkodex durch die EU-VNB verlangen (siehe Art. 55 Abs. 2 S. 2), wobei dieses Verlangen in der Prioritätenliste enthalten sein muss.¹³³ Beispiele für eine entsprechende Beteiligung der EU-VNB werden in Erwägungsgrund 38 aufgeführt: Die Integration der dezentralen Erzeugung und Speicherung in die Verteilernetze und andere mit dem Management der Verteilernetze zusammenhängender Bereiche. Von den möglichen Gegenständen der Netzkodizes im inhaltlichen Teil des Entwurfs der Energiebinnenmarkt-VO dürften insbesondere die Regeln für den Netzanschluss – in Art. 55 Abs. 1 lit. b) Rat werden explizit und präzisierend u. a. die Verteilernetzanlagen aufgeführt – sowie die nur im Kommissionsvorschlag enthaltenen (siehe Art. 55 Abs. 1 lit. k) KOM) Regeln für harmonisierte u. a. Verteilungstarifstrukturen die erwähnte Voraussetzung erfüllen.

c) Konkrete Beteiligung der EU-VNB

Der primäre Einflusshebel der EU-VNB liegt auf der dritten Stufe des Verfahrens zur Festlegung von Netzkodizes. So erfolgt die Ausarbeitung von Netzkodizes in den festgelegten Bereichen nach einer entsprechenden Aufforderung der KOM durch die EU-VNB (Art. 55 Abs. 8 und 9). Hierbei erfolgt eine Unterstützung durch einen – im Vorgängerrechtsakt noch nicht vorgesehenen – Redaktionsausschuss (siehe Art. 55 Abs. 9). An diesem beteiligt ist u. a. ACER als hoheitlicher Akteur (zur Zusammensetzung dieses von der EU-VNB einzuberufenden Gremiums siehe Art. 55 Abs. 9 S. 2). In diesem Kontext sei auf die in Art. 52 ausführlich geregelte Konsultation durch die EU-VNB verwiesen.

Eine Besonderheit der Ratsposition liegt darin, dass keine eigenständige Erarbeitung der Netzkodizes durch die EU-VNB vorgesehen ist, sondern eine Ausarbeitung *in Zusammenarbeit mit*

¹³¹ So die Fassungen von KOM und EP.

¹³² So die Fassung des Rats.

¹³³ Vgl. insoweit Art. 55 Abs. 9 S. 3 aller Fassungen. Die dortige Begrifflichkeit „Festlegung“ spricht dafür, dass kein ausdrückliches Verlangen erforderlich ist.

ENTSO-E (siehe Art. 55 Abs. 2 S. 2, Abs. 8 und 9 Rat). Zum konkreten Wie dieser Zusammenarbeit finden sich keine Vorgaben. Die Hintergründe der vorgeschlagenen Zusammenarbeit sind unklar, möglicherweise ist eine Entlastung des EU-VNB durch den Rückgriff auf die Ressourcen und Erfahrungen von ENTSO-E angestrebt. Weiterhin wäre ein Anstreben einer gesteigerten Kohärenz zwischen den Netzkodizes der beiden Organisationen denkbar. In den Positionen von KOM und EP ist dahingegen eine Vorlage durch die EU-VNB *anstelle von* ENTSO-E vorgesehen (siehe Art. 55 Abs. 2 S. 2).¹³⁴

Eine weitere Einflussnahme in diesem Verfahren wird durch die vorgeschriebenen Anhörungen der EU-VNB im Zuge der Aufstellung der Prioritätenliste durch die KOM sowie im Zuge der Ausarbeitung von Rahmenleitlinien durch ACER (siehe Art. 55 Abs. 2 S. 1 sowie Abs. 4) eröffnet.¹³⁵

Hinsichtlich Netzkodizes mit originärem Bezug zum Übertragungsnetz ist eine Beteiligung an Konsultationen (siehe Art. 28 Abs. 1) möglich. Zudem ist die EU-VNB durch Vertreter über den Redaktionsausschuss unterstützend an der Ausarbeitung solcher Netzkodizes beteiligt (siehe Art. 55 Abs. 9 S. 2).

Schließlich sei in diesem Kontext auf das Vorschlagsrecht der EU-VNB hinsichtlich der Änderung angenommener Netzkodizes hingewiesen (siehe Art. 56 Abs. 2 S. 1). Ferner ist für das alternative Leitlinienverfahren in den Positionen von Rat und EP die Konsultation der EU-VNB explizit vorgesehen (siehe Art. 57 Abs. 7).¹³⁶

d) Fazit

Bei der Beteiligung am Verfahren durch die eigentliche Ausarbeitung der Netzkodizes handelt es sich um ein Element einer privaten Rechtsetzung. Aufgrund der geschilderten hoheitlichen Einflusshebel – etwa der Beteiligung von ACER am Redaktionsausschuss, der Überarbeitung der vorgelegten Netzkodizes durch ACER und das Erfordernis des Durchlaufens eines Rechtsetzungsverfahrens mit immanenten Prüfungen – ist der Raum für eine Selbstregulierung aber „eng eingehegt“¹³⁷.

Wegen der eher restriktiven Grundvoraussetzung der (vereinfacht) originären Relevanz für das Verteilernetz und im Vergleich zum Katalog des Art. 55 Abs. 1, dürfte es sich bei einer EU-

¹³⁴ Hinsichtlich dieser beiden Positionen ist bezüglich einer Zusammenarbeit lediglich Erwägungsgrund 38 (enthalten in allen drei Positionen) relevant, wo vorgesehen ist, dass die EU-VNB u. a. bei der Vorbereitung von Netzkodizes „gegebenenfalls eng mit dem [ENTSO-E] zusammenarbeiten“.

¹³⁵ Eine Besonderheit stellt Art. 55 Abs. 2 KOM dar, auch hiernach dürfte eine Anhörung vor Aufstellung der Prioritätenliste vorgeschrieben sein, da die EU-VNB zu den „anderen betroffenen Akteure[n]“ gehören dürften.

¹³⁶ In Art. 57 Abs. 7 KOM ist dagegen lediglich vorgesehen, dass die KOM bei Erlass oder Änderung von Leitlinien ACER, ENTSO-E „und gegebenenfalls weitere Akteure“ konsultiert.

¹³⁷ So *Gundel*, WiVerw 2010, 127 (131) (bezogen auf das dritte Energiebinnenmarktpaket).

VNB-Verantwortlichkeit um eine quantitative Ausnahme handeln, ENTSO-E dürfte Hauptakteur bzw. Entwickler der meisten Netzkodizes bleiben.

Hinsichtlich der Trilogverhandlungen bleibt insbesondere abzuwarten, ob sich auf eine Ausarbeitung der entsprechenden Netzkodizes allein durch die EU-VNB oder eine Ausarbeitung in Zusammenarbeit mit ENTSO-E geeinigt wird. In jedem Fall scheint eine wesentliche Beteiligung der EU-VNB und damit eine Übernahme gewisser Aufgaben von ENTSO-E sachgerecht, wenn ein originärer Bezug zum Verteilernetz besteht.

2. Weitere Aufgaben

Im Aufgabenkatalog des Art. 51 Abs. 1 KOM werden u. a. aufgeführt:

- der koordinierte Betrieb und die Planung von Übertragungs- und Verteilernetzen (lit. a)),
- die Integration erneuerbarer Energiequellen, dezentraler Energieerzeugung und anderer in das Verteilernetz eingebundener Ressourcen wie Energiespeicherung (lit. b)),
- der Ausbau der Laststeuerung (lit. c)),
- die Digitalisierung der Verteilernetze (lit. d)).

Während im Kommissionsvorschlag schlicht die Themenkomplexe aufgeführt werden, finden sich in der Rats- sowie der EP-Position jeweils auch die entsprechenden Tätigkeiten der EU-VNB. Insoweit werden Begrifflichkeiten wie Förderung, Verbesserung und Erleichterung verwendet. Es finden sich keine korrespondierenden Vorgaben zum Wie der Förderung, Erleichterung etc. und rechtliche Befugnisse der EU-VNB sind insoweit nicht vorgesehen. Die EU-VNB ist insoweit offenbar insbesondere als Forum für die gemeinsame Entwicklung und als Austauschplattform¹³⁸ konzipiert.

Weiterhin ist in Art. 51 Abs. 2 lit. a) KOM und Rat die Beobachtung in Zusammenarbeit mit ENTSO-E der Durchführung der erlassenen Netzkodizes und Leitlinien, die für den Betrieb und die Planung der Verteilernetze sowie für den koordinierten Betrieb der Übertragungs- und Verteilernetze relevant sind, vorgesehen.¹³⁹ Diese Vorgabe ist in der Position des EP anders konzipiert: Hiernach geht es letztlich darum, die Überwachung der Durchführung durch ACER bzw. die nationalen Regulierungsbehörden zu ermöglichen. Bei dieser Divergenz – Beobach-

¹³⁸ So ist in Art. 51 Abs. 2 lit. b) von der Übernahme und in lit. c) von der Ermittlung bewährter Verfahren die Rede; lit. c) fehlt in der Ratsposition.

¹³⁹ Konsequenzen sind insoweit nicht normiert. Denkbar wäre etwa eine Meldung von Defiziten an ACER oder andere hoheitliche Akteure (vgl. insoweit Art. 27 Abs. 2 hinsichtlich des Regionalakteurs).

tung oder Ermöglichung der Überwachung, was notwendigerweise etwas wie eine Beobachtung beinhaltet – handelt es sich um eine begriffliche Nuance, da die hoheitliche Beobachtung auch in den Positionen von KOM und Rat nicht eingeschränkt wird (siehe insoweit Art. 29 Abs. 1 UAbs. 3 betreffend die Beobachtung und Analyse durch ACER).¹⁴⁰

Schließlich finden sich umfassende Zusammenarbeitspflichten hinsichtlich der Themenkomplexe Netzplanung und -betrieb: Einerseits ist eine eher abstrakte¹⁴¹ Zusammenarbeit der EU-VNB mit dem Partner ENTSO-E vorgesehen (siehe Art. 51 Abs. 2 lit. b)).¹⁴² Andererseits eine Zusammenarbeit zwischen einzelnen VNB und ÜNB (siehe Art. 53).¹⁴³ Beispielhaft ist ein Informations- und Datenaustausch zwischen VNB und ÜNB betreffend den täglichen Netzbetrieb und die langfristige Planung von Netzinvestitionen vorgesehen (Art. 53 Abs. 1 S. 2).¹⁴⁴ Ferner ist eine Zusammenarbeit zum koordinierten Zugriff auf Ressourcen wie dezentrale Erzeugung, Energiespeicher oder Laststeuerung vorgesehen (Art. 53 Abs. 2). Eine Besonderheit der Position des EP liegt darin, dass ein von ENTSO-E und dem EU-VNB erarbeiteter formeller Mechanismus zur Erleichterung der Zusammenarbeit zwischen VNB und ÜNB vorgesehen ist (siehe Art. 53 Abs. -1 EP).

Im Kontext der Netzplanung sei schließlich darauf hingewiesen, dass hinsichtlich der Netzentwicklungspläne auf europäischer wie nationaler Ebene¹⁴⁵ keine Beteiligung der EU-VNB vorgesehen ist. Über die insoweit stets vorgesehenen Konsultationen kann aber potentiell Einfluss ausgeübt werden.

V. Einordnung und Fazit

Die vorgesehene Schaffung der EU-VNB wurde von den betroffenen Verbänden teils generell abgelehnt,¹⁴⁶ teils grundsätzlich positiv aufgenommen.¹⁴⁷ Die finale Ausgestaltung der EU-VNB

¹⁴⁰ Die einschlägige Spiegelvorgabe ist Art. 5 Abs. 1 lit. e) ACER-VO-E.

¹⁴¹ Siehe die im Kontext des koordinierten Betriebs und der koordinierten Planung aufgeführte Übernahme bewährter Verfahren.

¹⁴² Die Parallelnorm betreffend ENTSO-E insoweit findet sich in Art. 27 Abs. 1 lit. fa) Rat.

¹⁴³ Diese Zusammenarbeit erfolgt nicht über die Organisationen ENTSO-E und EU-VNB, sondern durch einzelne Netzbetreiber. Die Darstellung erfolgt nichtsdestotrotz und entsprechend der systematischen Verortung von Art. 53 im Kapitel VI. im vorliegenden Kontext.

¹⁴⁴ Hingewiesen sei insoweit darauf, dass teils bereits vergleichbare Pflichten bestehen, etwa die Pflicht der ÜNB zur Informationsbereitstellung in Art. 12 lit. e) Binnenmarkt-RL.

¹⁴⁵ Siehe den unionsweiten Netzentwicklungsplan von ENTSO-E (TYNDP, hierzu Art. 27 Abs. 1 lit. b), Art. 45), den Netzentwicklungsplan (NEP) der ÜNB (siehe insoweit insbesondere Art. 51 Binnenmarkt-RL-E) und dem erstmalig vorgesehenen NEP der VNB (siehe Art. 32 Abs. 2 Binnenmarkt-RL-E).

¹⁴⁶ Vgl. etwa die auf den Vorschlag der KOM bezogene Position von VKU, https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Struktur/Hauptgeschaeftsstelle/Europa/170627_2_Seiter_EU_DSO_Entity_.pdf (zuletzt abgerufen am 28.05.2018).

¹⁴⁷ Vgl. etwa BDEW, o. Fn. 5, S. 30; Eurelectric, o. Fn. 105, S. 27.

im Detail bleibt abzuwarten. Da hinsichtlich der Aufgaben eine grundsätzliche Übereinstimmung in den Positionen von KOM, Rat und EP besteht, wird die EU-VNB neben der Beteiligung an der Festlegung von Netzkodizes als europäische Plattform mit Zusammenarbeits-, Förder- und Erleichterungsaufgaben im Kontext des Netzbetriebs sowie als Repräsentant der europäischen VNB dienen.

Positiv zu bewerten ist zum einen der Plattformcharakter, insbesondere besteht die Möglichkeit der Schaffung und Verfolgung einheitlicher Ansätze hinsichtlich verteilernetzbezogener Zukunftsfragen. Zum anderen ist ein gesicherter, repräsentativer und intensivierter Beitrag der VNB am Netzkodex-Verfahren sichergestellt, wohingegen im Falle einer Beibehaltung des Status quo – mit der Beschränkung der Rolle der VNB auf Konsultationen – nur mit Beiträgen einzelner, insbesondere größerer, VNB zu rechnen wäre.¹⁴⁸

Die zentrale rechtliche Aufgabe der EU-VNB wird die Beteiligung an der Festlegung von Netzkodizes als europäischer Binnenmarktgesetzgebung durch die eigentliche Ausarbeitung sein. Insoweit sind die Vorzüge eines selbstregulativen Ansatzes offenkundig: der technisch-praktische Sachverstand der VNB kann fruchtbar gemacht werden. Die inhärenten Risiken einer Selbstregulierung¹⁴⁹ – einerseits handelt es sich um eine Rechtsetzung in eigener Sache, andererseits besteht aufgrund der hohen Marktrelevanz der Netzkodizes wurzelnd in der häufig begrenzten Entflechtung der VNB ein Missbrauchspotential – scheinen aufgrund der geschilderten¹⁵⁰ engen Einhegung des Beitrags der EU-VNB durch prozedurale Vorkehrungen, etwa der Überarbeitung vorgelegter Netzkodizes durch ACER inklusive einer immanenten Kontrolle, angemessen adressiert.¹⁵¹ Weiterhin sei an die Ansätze zur Sicherstellung von Interessenneutralität in den einzelnen Positionen erinnert.¹⁵² Schließlich sei auf das Mehrheitserfordernis in den Gremien der EU-VNB hingewiesen: Auch potentiell unausgewogene oder diskriminierende Ansätze müssen erst eine Mehrheit erreichen.

¹⁴⁸ Vgl. zu beiden Aspekten *Finkler*, Revisiting the proposal for a new EU DSO entity: the options, Juni 2017, abrufbar unter <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2017-06-22-revisiting-the-proposal-for-a-new-eu-dso-entity-the-options-ce-en.pdf> (letzter Abruf 28.05.2018), S. 5 f.

¹⁴⁹ Hierauf verweisend *Finkler*, o. Fn. 148, insb. S. 2 f. und 12 ff. (mit dem Vorschlag einer Verlagerung insbesondere der Ausarbeitung der Netzkodizes auf ACER).

¹⁵⁰ E.IV.1., dort insb. a) und d).

¹⁵¹ Freilich muss das hoheitliche Kontrollmandat in der Praxis angemessen ausgefüllt werden, was beispielsweise ausreichende personelle Kapazitäten bei ACER voraussetzt.

¹⁵² Näher o. E.II.

Während auch hinsichtlich der Einrichtung bzw. Gründung der EU-VNB eine hoheitliche Kontrolle stattfindet, erweist sich die regulatorische Aufsicht hinsichtlich der sonstigen Tätigkeitsbereiche als schwach.¹⁵³ Jedoch scheint der Einfluss der EU-VNB insoweit eher begrenzt und das Missbrauchspotential erscheint entsprechend als verringert.

In jedem Fall werden die VNB mit der Gründung der EU-VNB vor eine nicht unerhebliche organisatorische Aufgabe gestellt.

¹⁵³ Kritisch *Finkler*, o. Fn. 148, S. 11 f.; gewisse Ansätze einer generellen regulatorischen Aufsicht finden sich in der Position des EP zur novellierten ACER-VO, siehe dort Art. 4 Abs. 3 lit. ba), Abs. 4a, 4b, 4c.