

TU Berlin / WIP / Sekr. H 33 / Straße des 17. Juni 135 / D-10623 Berlin

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Abteilung 6  
Herrn Achim Zerres  
Tulpenfeld 4  
D-53113 Bonn

**Ann-Katrin Lenz**  
Technische Universität Berlin  
Fachgebiet Wirtschafts- und  
Infrastrukturpolitik (WIP)  
Sekretariat H 33 (Raum H 3150)  
Straße des 17. Juni 135  
D-10623 Berlin  
Tel. 030-314-78826  
Fax 030-314-26934  
akl@wip.tu-berlin.de  
www.wip.tu-berlin.de

Berlin, 24.11.2014

**Stellungnahme des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der  
Technischen Universität Berlin zur Evaluierung der deutschen Anreizregulierung für  
Stromübertragungsnetzbetreiber**

Sehr geehrter Herr Zerres,  
sehr geehrte Damen und Herren,

im Rahmen des 4. Workshops zur Evaluierung der ARegV am 23.10.2014 haben Sie auf die Möglichkeit hingewiesen, Kommentare und Anregungen zu den diskutierten Punkten und zur Weiterentwicklung der Regulierung der Stromnetzbetreiber einzureichen. Nachfolgend nimmt das Fachgebiet WIP der TU Berlin zu den präsentierten Ergebnissen Stellung.<sup>1</sup> Dabei beziehen wir uns zunächst speziell auf die Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und anschließend auf sowohl für ÜNB als auch für Verteilnetzbetreiber (VNB) relevante Aspekte der Regulierung.

**1) Evaluierung der ARegV sollte die Regulierung der ÜNB stärker berücksichtigen**

Die Evaluierung der ARegV erfolgt – wie Herr Homann in seiner Rede am 23.10.2014 anführte – zu einem Zeitpunkt, „in dem die gesamte Energiewirtschaft im Umbruch ist.“ In diesem Kontext sind Innovationen und hohe Investitionen auch auf Seiten der Netzbetreiber erforderlich. Die Investitionen bei den VNB werden beispielsweise von BÜCHNER ET AL. (2014) („BMW Verteilnetzstudie 2014“) bis zum Jahr 2032 bei einem konventionellen Netzausbau auf 23,2 Mrd. € bis 48,9 Mrd. € geschätzt, wobei sich diese Summe durch eine Kombination von in der Netzplanung berücksichtigtem Erzeugungsmanagement sowie der Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren um bis 20% reduzieren kann.<sup>2</sup> Gleichzeitig sind auch bei den ÜNB umfangreiche Neuinvestitionen (exklusive Reinvestitionserfordernisse im bestehenden Übertragungsnetz) in konventionelle sowie neue Technologien, wie die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit HVDC-Technologie, zu erwarten. Die Höhe dieser Neuinvestitionen schätzen BECKERS ET AL. (2014, S. 29) bei Rückgriff auf den von der BNetzA bestätigten Netzentwicklungsplan (NEP) und Offshore-Netzentwicklungsplan (ONEP) 2013 im

---

<sup>1</sup> Diese Stellungnahme basiert auf Forschungsergebnissen, die im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts „Reformbedarf und -modelle für den effizienten Ausbau und Betrieb der Elektrizitätsnetze im Rahmen der Energiewende“ generiert wurden.

<sup>2</sup> BÜCHNER ET AL. (2014).

Szenario B 2023 auf ca. 32 Mrd. €. Davon entfallen ca. 15 Mrd. € auf Investitionen aus dem NEP und 17 Mrd. € auf Investitionen aus dem ONEP. Bei einer Betrachtung bis 2033 wäre im Szenario B 2033 sogar mit Investitionen i. H. v. nahezu 62 Mrd. € (davon 26 Mrd. € onshore und 36 Mrd. € offshore) zu rechnen. Auch wenn sich diese Investitionssummen der ÜNB bei einem langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie – wie er im EEG 2014 festgeschrieben wurde<sup>3</sup> – etwas reduzieren werden, zeigen diese Zahlen, dass auch der Regulierung der Übertragungsnetze sowohl im Onshore- wie auch im Offshore-Bereich im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung eine nicht nur geringe Aufmerksamkeit geschenkt werden sollte. So mag zwar die Regulierung der VNB ungleich komplexer und mit mehr Problemen behaftet zu sein, jedoch sollte geprüft werden, ob durch eine – eventuell vergleichsweise einfache – Reform der Regulierung der ÜNB erhebliche Vorteile bzgl. Kosteneinsparungen bei den Konsumenten zu erreichen sind. Diesbezüglich kommen BECKERS ET AL. (2014) zu dem Ergebnis, dass – zumindest im Onshore-Bereich – bei den ÜNB derzeit und wohl auch in der Zukunft keine Finanzierungsprobleme bei den vorzunehmenden Investitionen vorliegen bzw. vorliegen werden. Die Regulierung ist jedoch sowohl on- als auch offshore aus Konsumentensicht als nicht vorteilhaft einzustufen, wobei aus Konsumentensicht vorteilhafte Regulierungsreformen keinesfalls zu einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit von Finanzierungsproblemen zu führen haben.<sup>4</sup> Die Gegebenheit, dass von Seiten der ÜNB (derzeit) kaum Beschwerden über die Regulierung wahrgenommen werden, sollte im Übrigen nicht als Beleg für eine „effiziente“ Regulierung gewertet werden, bei der kein Handlungsbedarf besteht.

Vor dem Hintergrund der hohen Heterogenität von ÜNB und VNB und der damit einhergehenden unterschiedlichen Problemstellungen spricht vieles dafür, die Regulierung der ÜNB und der VNB weniger einheitlich als bislang zu gestalten. Im Folgenden werden zunächst grundsätzliche Reformüberlegungen zur Ausgestaltung einer Regulierung der ÜNB vorgestellt und anschließend wird auf weitere Detailkritikpunkte eingegangen.

## **2) Grundsätzliche Überlegungen zur Ausgestaltung einer Regulierung der ÜNB**

### *a) Regulierung des Onshore-AC-Stromübertragungsnetzes*

Auf dem 4. Workshop zur Evaluierung der ARegV wurde u. a. die Belastbarkeit der Ergebnisse aus dem Benchmarking der „total expenditure“ (TOTEX) diskutiert. Insbesondere bei den ÜNB ist es fragwürdig, ob die Ergebnisse aus dem internationalen Benchmarking valide genug sind, um diese direkt bei der Ermittlung der Erlösobergrenze einzusetzen.<sup>5</sup> Auch wenn durch die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs<sup>6</sup> und das Design des so genannten „Abbaupfades“ insgesamt relativ umfangreich die vergangenen individuellen Kosten bei der Ermittlung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden sowie in diesem Kontext ein nicht nur unerheblicher Sperrklinkeneffekt vorliegen dürfte und – auch im Zusammenspiel mit den Investitionsmaßnahmen – ein Anreiz zu langfristigen Optimierungen kaum gegeben sein dürfte, wird die periodisch wiederkehrende Durchführung der methodisch „wackeligen“ Effizienzvergleiche zu regulatorischer Unsicherheit und damit einhergehend zu erhöhten

---

<sup>3</sup> Gemäß dem EEG 2014 soll die installierte Leistung von Offshore-Windanlagen bis 2020 6,5 GW und bis 2030 15 GW betragen.

<sup>4</sup> Vgl. für eine genauere Untersuchung hierzu BECKERS ET AL. (2014).

<sup>5</sup> HANEY / POLLITT (2013), WEYMAN-JONAS (2013) und BRUNEKREEFT (2012) weisen auf die erheblichen Schwierigkeiten hin, die bei einem internationalen Benchmarking von ÜNB bestehen. Selbst bei nationalen Effizienzvergleichen mit weitaus mehr Datenpunkten wird oftmals eine mechanische Verwendung von Effizienzwerten in der Literatur kritisch gesehen; vgl. hierzu z. B. BRUNEKREEFT (2012, S. 15 f.); LOWRY / GETACHEW (2009, S. 1329), und SHUTTLEWORTH (2005, S. 310 f.).

<sup>6</sup> Beispielsweise aufgrund der fehlenden Überprüfung der Notwendigkeit der Investitionen. Vgl. FRONTIER / CONSENTEC / SUMICSID (2013, S. 77).

Kapitalkosten bei den ÜNB führen. Im Hinblick auf das Ziel der Erreichung von Kosteneffizienz aus Sicht der Konsumenten sollte unseres Erachtens im Rahmen des Evaluierungsprozesses daher explizit geprüft werden, die derzeitige Anreizregulierung durch eine differenzierte Anreizregulierung zu ersetzen, die für einzelne Aufgaben der ÜNB (z. B. Betriebsführung, Anlagenmanagement, einzelnen Leitungen u. Ä.) sowie ferner auch für einzelne Bereiche (onshore AC, onshore HVDC, offshore) separate und unterschiedlich ausgestaltete Anreizregime einsetzen kann. Die Vorteilhaftigkeit einer derartigen differenzierten Anreizregulierung für Sektoren, die wie Stromübertragungsnetze ein hohes Volumen langlebiger Investitionen aufweisen, erläutern beispielsweise BECKERS ET AL. (2014). Vereinzelt sind Elemente einer differenzierten Anreizregulierung übrigens bereits im jetzigen System verankert, sodass eine entsprechende Reform mit relativ geringen Übergangsproblemen einhergehen dürfte. So findet beispielsweise mit der Überprüfung des NEP und ONEP durch die BNetzA bereits eine Investitionsprüfung für einen großen Teil der Investitionen der ÜNB statt. Lediglich für die Prüfung der Budgets einzelner Investitionen wäre weiteres Know-how aufzubauen, was aber aufgrund der etablierten Technologie und des weit verbreiteten technisch-systemischen Wissens im Onshore-AC-Bereich lediglich geringe Kosten beim Regulierer verursachen dürfte. Zudem dürfte sich angesichts der geringen Anzahl von vier ÜNB der Aufwand für den Regulierer insgesamt in Grenzen halten.

#### *b) Regulierung der OWP-Anbindungen*

Die Regulierung der OWP-Anbindungen in Deutschland besteht aus zwei Teilen: Zunächst unterliegen die ÜNB der ARegV-Regulierung und weiterhin den Haftungsregelungen bzgl. der Verfügbarkeit der Leitung. Obwohl für letztere eine gesonderte Prüfung gemäß § 17i EnWG durch das BMWi vorgesehen ist, sollte aufgrund der im Folgenden kurz erläuterten Interdependenzen dieser beiden Regelungsbereiche eine Berücksichtigung der Haftungsregelungen auch bei der Evaluierung der ARegV erfolgen.

Für die Regulierung zur Bestimmung des Vergütungsniveaus bei OWP-Anbindungen existiert kein eigenständiges Regulierungsregime, sondern es wird versucht die Besonderheiten der OWP-Anbindungen durch Sonderregelungen (z.B. eine verkürzte Abschreibungsdauer und eine erhöhte Betriebskostenpauschale) zu berücksichtigen. Im Rahmen des Regimes der Investitionsmaßnahmen werden die nicht unerheblichen Kosten für die OWP-Anbindungen allerdings vollständig und ohne jegliche Kostenprüfung an die Konsumenten durchgereicht. Für die Zeit nach Abschluss der Investitionsmaßnahme ist darüber hinaus derzeit unklar, ob die Kosten der OWP-Anbindungen nach Abschluss der Investitionsmaßnahme in das internationale Benchmarking aufgenommen oder anderen (ex post) Kostenprüfungen unterliegen werden oder es weiterhin bei einer reinen Kostendurchreichung bleibt. Diesbezüglich hat die BNetzA – so unser derzeitiger Kenntnisstand – Investoren lediglich mündlich versichert, dass zukünftig eine nachträgliche Kostenprüfung analog zum derzeitigen Vorgehen mit dem internationalen Effizienzvergleich beim AC-Onshore-Netz – wenn überhaupt – nur „mit großer Vorsicht“ durchgeführt würde. Diese Unsicherheit führt letztendlich zu einem erhöhten regulatorischen Risiko und somit erhöhten Kapitalkosten.

Angesichts der Tatsache, dass lediglich Zulieferer und gegebenenfalls die betroffenen ÜNB über Wissen zu Technologie und Kostenstrukturen verfügen sowie sehr hohe und schwer kontrahierbare technische (und weitere) Realisierungs- und Betriebsrisiken existieren, sollte die Regulierung der OWP-Anbindungen stärker die Beziehung zwischen Zulieferern und ÜNB berücksichtigen. Zunächst ist zu empfehlen, dass die BNetzA verstärkte Monitoringrechte und Vorgabemöglichkeiten bei den Procurement-Prozessen in Richtung der Hersteller bzw. Zulieferer des ÜNB erhält bzw. diese nutzt. Dieses Vorgehen dürfte – insbesondere im Vergleich zur derzeitigen Kostendurchreichung – zu einer erhöhten Kosteneffizienz der Investitionen führen, auch wenn die Beziehung zwischen Zulieferer und ÜNB aufgrund der hohen, schwer kontrahierbaren technischen (und weiteren) Realisierungs- und Betriebsrisiken

vermutlich weiterhin durch eine geringe Anreizintensität und eine weitreichende Risikoallokation auf Seiten des ÜNB gekennzeichnet sein dürfte.

Eine Analyse der Haftungsregelungen von BECKERS ET AL. (2014, S. 137-150) kommt zu dem Ergebnis, dass die sich daraus ergebende Risikoteilung zwischen ÜNB und Konsumenten grundsätzlich aufgrund der hohen exogenen und nicht kontrahierbaren Risiken grundsätzlich zu begrüßen ist. Neben Reformbedarf bzgl. einzelner, ausgewählter Punkten,<sup>7</sup> ist jedoch die Abstimmung zwischen der Regulierung der OWP-Anbindungen nach ARegV und den Haftungsregelungen anzustreben, was unseres Erachtens im Evaluierungsprozess thematisiert werden sollte.

### **3) Weitere Anmerkungen zu einzelnen allgemeinen Punkten bei der Regulierung von ÜNB und VNB**

#### *a) Indexierung des risikolosen Zinssatzes*

Derzeit wird der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz für die Regulierungsperiode ex ante festgelegt. Eine Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes aufgrund von Veränderungen des risikolosen Zinssatzes findet dabei nicht statt, sondern die erwartete Höhe des risikolosen Zinssatzes muss ex ante für die Regulierungsperiode abgeschätzt werden. Dadurch ist das regulierte Unternehmen dem Risiko der Entwicklung des von ihm nicht beeinflussbaren risikolosen Zinssatzes ausgesetzt, was zu einer Erhöhung der Gesamtkosten der Risikoübernahme bei Nachfragern und Unternehmen führt, da exogene Risiken bei einer Vielzahl von Nachfragern von diesen i. d. R. zu geringeren Kosten getragen werden können.<sup>8</sup> Zudem ist damit zu rechnen, dass zur Vermeidung von Fehleinschätzungen ein Sicherheitsaufschlag bei der Festlegung des risikolosen Zinssatzes einkalkuliert wird, der zu einer Steigerung der von den Endnachfragern getragenen Kosten führt. Insofern sollte bei der Evaluierung der ARegV von der BNetzA geprüft werden, inwiefern eine Indexierung des risikolosen Zinssatzes erfolgen kann.

Bei der Festlegung des Fremdkapitalzinssatzes ist diese Problematik im Übrigen i. d. R. nicht gegeben, da das Fremdkapital gemäß der tatsächlichen Höhe verzinst wird, sofern diese kapitalmarktüblichen Verhältnissen entspricht. Letzteres wird durch einen Vergleich der tatsächlichen FK-Zinsen mit einem von der BNetzA bestimmten Referenzwert ermittelt.

#### *b) Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung mittels CAPM*

Der von der BNetzA festzulegende Eigenkapitalzinssatz wird mithilfe des Capital Asset Pricing Models (CAPM) ermittelt. Die Defizite, die mit einer Kapitalkostenfestsetzung unter Rückgriff auf das CAPM einhergehen, werden allgemein in BECKERS ET AL. (2009), einem im Auftrag des Bundesrechnungshofs erstellten Gutachten, sowie mit Bezug zu Netzinfrastuktursektoren in BECKERS ET AL. (2014, S. 115-118) diskutiert. Die Ergebnisse der dortigen Analysen können wie folgt zusammengefasst werden:

Insgesamt steht die Kapitalkostenermittlung unter Rückgriff auf das CAPM aufgrund seiner vielfach realitätsfernen Annahmen, der kaum zu behebenden Datenprobleme sowie des empirischen Befundes auf wackeligem Grund. Letztlich setzt man wenigstens zum Teil (notgedrungen) zweifelhafte und / oder willkürliche Daten in ein Modell mit unklarem Realitätsgehalt ein. Durch die erheblichen Spielräume bei der Datenauswahl ermöglicht die Kapitalkostenermittlung unter Rückgriff auf das CAPM bei gegebenem Kontext eine Fülle unterschiedlicher Ergebnisse. Nicht zuletzt sei darauf verwiesen, dass die Kapitalkostenermittlung unter Rückgriff auf das CAPM auch mit den Erkenntnissen der Neuen Institutionenökonomik nicht korrespondiert.

---

<sup>7</sup> Vgl. dazu BECKERS ET AL. (2014, S. 137-150).

<sup>8</sup> Vgl. ARROW / LIND (1970).

### *c) Vorgabe eines WACC anstatt einzelner Zinssätze für EK und FK*

Die von der BNetzA im Vortrag vom 23.10.2014 angedachte Pauschalierung (Folie 23) der Kapitalverzinsung im Sinne der Festlegung eines Weighted Average Cost of Capital (WACC) ist grundsätzlich zu begrüßen, da dadurch auch im FK-Bereich Anreize gesetzt werden die Finanzierungskosten zu minimieren und ferner die derzeitigen Regelungen zur Kapitalverzinsung und -struktur mithilfe einer HoldCo-OpCo-Struktur von den Unternehmen leicht umgegangen werden können.<sup>9</sup> Bei einer Implementierung des WACC ist jedoch sicherzustellen, dass die Unternehmen ein gewisses Mindestmaß an Eigenkapital vorhalten. Ohne eine derartige Begrenzung besteht die Gefahr, dass Unternehmen – mögliche Insolvenzkosten bei ihren Optimierungsüberlegungen (zumindest partiell) ausklammernd – eine aus Konsumentensicht ineffiziente Kapitalstruktur wählen.

### *d) Transparenz*

Die von der BNetzA geplante Erhöhung der Transparenz<sup>10</sup> wird von TU Berlin-WIP unterstützt. Die durch Transparenz generierbaren Vorteile, wie die Möglichkeit der Einbeziehung von vorhandenem Wissen aus Gesellschaft und Stakeholdern sowie die Reduktion der Gefahr opportunistischen Verhaltens durch den Regulierer, dürften letztendlich zu einem besseren Schutz der Interessen von Konsumenten als auch der regulierten Unternehmen führen und infolge des durch Transparenz angestoßenen Diskurses auftretende Transaktionskosten überkompensieren. Nachteile für die Netzbetreiber, die aus der Veröffentlichung von Geschäftsgeheimnissen resultieren können, dürften bei ÜNB nicht bestehen. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass ÜNB regionale Gebietsmonopole besitzen und somit nicht in Konkurrenz zueinander stehen. Bei VNB mit Konzessionsverträgen gilt diese Aussage mit leichten Einschränkungen.

Bei der rechtlichen Implementierung von verstärkten Transparenzvorschriften ist zu klären, auf welcher Normebene (Gesetz, Verordnung, etc.) diese verankert werden sollen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Implementierungs- als auch zukünftige Änderungskosten mit der Normebene ansteigen. Bei höheren Normebenen gilt insofern umso mehr, dass die Transparenzvorschriften möglichst gleichzeitig mit weiteren etwaigen Änderungen angepasst werden sollten.

Im Übrigen sollte unseres Erachtens auch eine Transparenz hinsichtlich der Entwicklung der Kosten- und Gewinnsituation bei den ÜNB hergestellt werden. Dabei sollte gerade auch gegenüber der Politik – und dies unbedingt bereits im laufenden Evaluierungsprozess – thematisiert werden, an welchen Stellen regulierungstechnische Handlungsoptionen mit Trade-offs zwischen Effizienz- und Verteilungszielen einhergehen, wobei es in derartigen Fällen oftmals gerade sinnvoll sein dürfte, dass Verteilungsfragen auf Basis politischer Beschlüsse entschieden werden. Dabei ist es erforderlich, deutlich auf die Bedeutung von Commitments gegenüber Investoren und Unternehmen und deren Einhaltung im Hinblick auf eine langfristig aus Konsumentensicht effiziente Regulierung hinzuweisen.

### *e) Stabilität*

Herr Homann hat in seiner Rede am 23.10.2014 auf den Wert der Stabilität des Regulierungsrahmens verwiesen. Stabilität beim Regulierungsrahmen führt zu einer besseren Berechenbarkeit der Regulierung für Kapitalgeber und kann somit tendenziell zu geringeren Kapitalkosten führen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass auch Flexibilität einen Wert haben

---

<sup>9</sup> Eine HoldCo-OpCo-Struktur bedeutet, dass dem regulierten Unternehmen als Operating Company (OpCo) eine Holding Company (HoldCo) vorgeschaltet ist. Da sich die derzeitige Eigenkapitalbeschränkung von 40% lediglich auf die OpCo bezieht, kann in der HoldCo die Kapitalstruktur von den Investoren optimiert werden. Auch wenn in der HoldCo weniger als 40% EK investiert sein sollten, kann das Kapital von dort zu 40% als Eigenkapital an die OpCo weitergegeben werden, so dass in der OpCo die maximalen regulatorisch erlaubten Kapitalkosten anfallen können.

<sup>10</sup> Vgl. hierzu den Vortrag vom 23.10.2014, Folie 26.

kann. Eine Anpassung des Regulierungsrahmens kann insbesondere dann sinnvoll sein, wenn Entscheidungen der Vergangenheit im Lichte des aktuellen Wissensstandes als falsch eingeordnet werden können, in Folge von erfolgreichem Lobbyismus unsachgerecht waren oder Umweltveränderungen eine Anpassung des Regulierungsrahmens erfordern. Insgesamt betrachtet, sollte der Regulierer deshalb Zusicherungen hinsichtlich der Stabilität des Designs einer Regulierung grundsätzlich nur in einem sehr begrenzten Ausmaß abgeben, wobei unabhängig davon ein glaubwürdiges und zeitlich unbeschränktes Commitment hinsichtlich einer nicht opportunistischen Behandlung von Investoren – gerade auch aus Konsumentensicht – unbedingt erforderlich ist.

Angesichts der im Abschnitt 2) dargelegten Defizite der derzeitigen Regulierung ist eine Anpassung des Regulierungsrahmens für ÜNB in Deutschland aus Sicht von TU Berlin-WIP sinnvoll. Dabei ist zu beachten, dass bei guter Kommunikation und Erläuterung der Veränderungen gegenüber den Stakeholdern sowie der Sicherstellung einer nicht opportunistischen Behandlung der Netzbetreiber von Seiten der BNetzA, eine Änderung des Regulierungsrahmens nicht notwendigerweise zu einer Verschlechterung des Ratings und somit zu höheren Kapitalkosten führen muss. Diese Erfahrung wurde beispielsweise in Großbritannien bei der Einführung des neuen Regulierungsrahmens RIIO gemacht. Im Übrigen sollten Positionen der in ein komplexes Interessengeflecht eingebundenen Rating Agenturen im Rahmen der Vorbereitung und Fällung von Entscheidungen zur Ausgestaltung einer Regulierung zwar keinesfalls ignoriert, aber auch nur mit großer Vorsicht berücksichtigt werden.

#### *f) Gesetzliche Vorgaben*

In der ARegV finden sich derzeit zum Teil sehr detaillierte Vorgaben zur Ausgestaltung der Regulierung, die den Handlungsspielraum der BNetzA in erheblichem Maße einschränken. Dies ist z. B. bei der Vorgabe von Pflichtparametern für den Effizienzvergleich der Fall. Insofern stellt sich die Frage, in welcher Detailtiefe die Ausgestaltung der Regulierung im Gesetz verankert und welche Kompetenzen bzw. Freiheiten dem Regulierer zugestanden werden sollten. BECKERS ET AL. (2014, S. 99-101) kommen diesbezüglich zu dem Ergebnis, dass viel für eine weitreichende Übertragung von Kompetenzen an den Regulierer spricht, wenn dieser eine gute Reputation hinsichtlich seiner Berechenbarkeit besitzt. Diese Voraussetzung ist gegeben, wenn der Regulierer seine Entscheidungen nachvollziehbar gegenüber den Stakeholdern begründet. Lediglich in bestimmten Fällen in denen die Abgabe von langfristigen Commitments von außerordentlicher Bedeutung und die Regelung einfach kontrahierbar ist, kann eine gesetzliche Verankerung im Gesetz sinnvoll sein. Darüber hinaus sollten Entscheidungen von Verteilungsfragen grundsätzlich bei der Politik liegen. An dieser Stelle soll folglich darauf hingewiesen werden, dass bei der Evaluierung der ARegV sowie einer möglichen Reform der Regulierung für jeden Einzelfall geprüft werden sollte, ob eine detaillierte Festlegung der Ausgestaltung der Regulierung per Gesetz oder durch den Regulierer vorteilhaft ist.

Falls Sie zu unseren Anmerkungen Rückfragen haben, stehen wir Ihnen gerne für Diskussionen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Ann-Katrin Lenz, Thorsten Beckers<sup>11</sup>, Nils Bieschke, Johannes Heurich

---

<sup>11</sup> Hinweis: Prof. Dr. Thorsten Beckers ist derzeit an der TU Berlin beurlaubt und als Gastforscher am Deutschen Forschungsinstitut für öffentliche Verwaltung Speyer (FÖV) tätig.

## Referenzen

- Arrow, K. J. / Lind, R. C. (1970):** Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions, in: American Economic Review, Vol. 60, No. 3, S. 364-378.
- Beckers, T. / Klatt, J.P. / Corneo, G. / Mühlenkamp, H. (2009):** Zeitliche Homogenisierung und Berücksichtigung von Risiko im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen, Endbericht zu dem Projekt „Übertragbarkeit der klassischen betriebswirtschaftlichen Methoden zur Festlegung von Diskontierungszinssätzen bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen auf die öffentliche Verwaltung“ im Auftrag des Bundesrechnungshofs.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. / Kühling, J. / Hertel, W. / Schäfer, D. (2014):** Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“.
- Büchner, J. / Katzfey, J. / Flörcken, O. / Moser, A. / Schuster, H. / Dierkes, S. / Leeuwen, T. van / Verheggen, L. / Uslar, M. / Amelsvoort, M. van (2014):** Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.
- Brunekreeft, G. (2012):** On the role of international benchmarking of electricity Transmission System Operators facing significant investment requirements, Bremen Energy Working Papers No. 12, Bremer Energie Institut.
- Frontier / Consentec / Sumicsid (2013, S. 77):** E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study. A Report for European Regulators.
- Haney, A.B. / Pollitt, M.G. (2013):** International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice?, in: Energy Policy, Vol. 62, S. 267-281.
- Lowry, M.N. / Getachew, L. (2009):** Statistical benchmarking in utility regulation: Role, standards and methods, in: Energy Policy, Vol. 37, S. 1323-1330.
- Shuttleworth, G. (2005):** Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation, in: Utilities Policy, Vol. 13, S. 310-317.
- Weyman-Jones, T. (2013):** The e3grid2012 project of the Council of European Energy Regulators (CEER), Report to National Grid, 01.07.2013.