Energiewende, Sektorenkopplung und Infrastrukturen: Eine institutionenökonomische Analyse der zukünftigen (Infrastruktur-)Planung und Finanzierung unter Berücksichtigung juristischer Aspekte

Lukas Vorwerk
Thorsten Beckers
Marten Westphal
Nils Bieschke
Georg Hermes

Unter Mitwirkung von Benjamin Pfluger und Carolin Grüter

Erstellt im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) / Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beauftragten Projektes „Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung“ (AIRE)

Fertigstellung: August 2021 / Veröffentlichung: August 2023

Inhaltsübersicht

Vorbemerkungen vi

1 Einleitung 1

2 Grundzüge des betrachteten (technischen) Systems 10

3 Themengebiet A: Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturen 13

3.1 Grundlagen 15

3.2 Rationalität und Aufgaben sowie (ungefähre) Reichweiten einer Systementwicklungsplanung (SEP) 55

3.3 Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems 89

4 Themengebiet B: Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen 126

4.1 Wesentliche institutionenökonomische Grundlagen 127

4.2 Stromübertragungsnetze 137

4.3 Zentrale Anlagen eines zukünftigen Wasserstoffsystems 143

5 Zusammenfassung und Fazit 148

Literaturverzeichnis 161

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen vi

1 Einleitung 1

2 Grundzüge des betrachteten (technischen) Systems 10

3 Themengebiet A: Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturen 13

3.1 Grundlagen 15

3.1.1 Gestaltungsbereiche und wesentliche Gestaltungsoptionen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen 15

3.1.1.1 (Kapazitäts-)Planung und Investitionsentscheidungen bezüglich Energieinfrastrukturen sowie deren Beziehung zu anderen Gestaltungsbereichen 16

3.1.1.2 Finanzierung: Einnahmequellen, Kapitalaufnahme und Regelrahmen zur Finanzmittelverwendung sowie die Beziehung zur (Kapazitäts-)Planung 22

3.1.2 Wesentliche institutionenökonomische Grundlagen 25

3.1.2.1 Design von Institutionen für die Bereitstellung von Gütern im Allgemeinen und von Planungsregimen im Speziellen unter besonderer Berücksichtigung von Wissensständen 25

3.1.2.1.1 Wissen als wesentlicher Einflussfaktor auf die Eignung einer Planwirtschaft und einer unregulierten Marktwirtschaft als Randlösungen für Planungsregime 25

3.1.2.1.2 Implikationen von Spezifität, Kontrahierbarkeit sowie Ressourcenverfügbarkeit auf die Gestaltung von Koordinationsbeziehungen in einer unregulierten Marktwirtschaft 27

3.1.2.1.3 Gründe für ihre Etablierung und Tiefe einer Planwirtschaft bzw. öffentlicher Planungsregime sowie die Ausgestaltung des Übergangs zu einer eher marktwirtschaftlichen Koordination 30

3.1.2.1.4 Im Rahmen einer unregulierten Marktwirtschaft auftretende Probleme als (möglicher) Anlass für (mehr oder weniger umfangreiche) öffentliche Eingriffe und die Bedeutung von öffentlicher Marktbeobachtung 33

3.1.2.1.5 Fazit 35

3.1.2.2 Rationalität für ein (gewisses) integriertes Agieren im Rahmen von Planungs- und Finanzierungsregimen sowie diesbezügliche Grenzen 35

3.1.2.2.1 Allgemeine Überlegungen mit besonderem Bezug zu Bereitstellungsentscheidungen und in diesem Zusammenhang auch Planungsregimen 35

3.1.2.2.2 Potentiale für übergreifend optimierte Lösungen bei (bestimmten) öffentlichen Finanzierungsregimen 37

3.1.2.3 Öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime im Mehrebenensystem 40

3.1.2.3.1 Öffentliche Planungsregime im Mehrebenensystem 40

3.1.2.3.2 Öffentliche Finanzierungsregime im Mehrebenensystem 44

3.1.2.3.2.1 Finanzierungsregime im haushaltsrechtlichen Rahmen 44

3.1.2.3.2.2 Finanzierungsregime jenseits des haushaltsrechtlichen Rahmens 46

3.1.2.4 Ausgestaltung von öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen unter Berücksichtigung besonderer Anreizkonstellationen im öffentlichen Bereich 47

3.1.2.4.1 Anreizprobleme in einer Demokratie und politische Selbstbindung 47

3.1.2.4.2 Rationalität für eine Bindung der dezentralen Ebene durch übergeordnete Vorgaben im staatlichen Mehrebenensystem im Kontext der speziellen Anreizkonstellationen im öffentlichen Bereich 49

3.1.2.4.3 Regeldifferenzierung bei öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen 50

3.1.2.4.4 Öffentliche Finanzierungsregime und politische Selbstbindung 50

3.1.2.4.5 Anreizregime in der öffentlichen Verwaltung im Allgemeinen und an der Schnittstelle zwischen politischer Ebene und Fachebene im Speziellen ... 52
3.1.2.4.6 Transparenz und gesellschaftliche Kontrolle bezüglich des Handelns von Politik und Verwaltung ... 53
3.1.2.5 Politische Durchsetzung von Reformen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen sowie die diesbezügliche Bedeutung von Normenebenen und Verteilungswirkungen ... 54
3.2 Rationalität und Aufgaben sowie (ungefähre) Reichweiten einer Systementwicklungsplanung (SEP) ... 55
3.2.1 Abstrakte (institutionen-)ökonomische Analyse ... 55
3.2.1.1 Rationalität und Grundzüge ... 55
3.2.1.2 (Prozess-)Schritte des Planungsverfahrens ... 60
3.2.1.3 Übergreifende Diskussion der Aufgabenwahrnehmung durch Fachebene, Politik und gesellschaftliche Akteure sowie Gestaltung des institutionellen Rahmens ... 66
3.2.1.3.1 Aufgabenwahrnehmung und institutioneller Rahmen für den Planungsprozess ... 66
3.2.1.3.2 Institutioneller Rahmen für die Verknüpfung einer SEP mit Umsetzungsbereichen und nachgelagerten Planungsregimen ... 70
3.2.1.4 Organisation und Wissensmanagement ... 72
3.2.1.5 Fazit ... 74
3.2.2 Status quo und Reformüberlegungen ... 75
3.2.2.1 Status quo ... 75
3.2.2.2 Reformüberlegungen ... 78
3.2.3 Anhang: Unionsrechtliche Implikationen einer Systementwicklungsplanung ... 79
3.2.3.1 Mitgliedstaatliche Kompetenz zur Etablierung einer SEP ... 79
3.2.3.2 Vereinbarkeit mit einschlägigem Sekundärrecht ... 80
3.2.3.2.1 Governance-Verordnung (EU) 2018/1999: Nationaler Energie- und Klimaplan mit Langfrist-Strategie ... 80
3.2.3.2.2 Unionsrechtliche Netzplanungsinstrumente nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und nach den Binnenmarkt-Richtlinien ... 83
3.2.3.2.2.1 Unionsweiter Netzentwicklungsplan ... 83
3.2.3.2.2.2 Unionsrechtlicher Rahmen für Netzentwicklungspläne ... 84
3.2.3.2.3 Zwischenergebnis ... 86
3.2.3.3 Vereinbarkeit einer nationalen SEP mit EU-Primärrecht ... 86
3.2.3.3.1 Mittelbare Beschränkungen der Grundfreiheiten durch die SEP? ... 87
3.2.3.3.2 Beschränkte Reichweite der Grundfreiheiten im Hinblick auf Infrastrukturen ... 88
3.2.3.3.3 Bedeutung des Titels über die transeuropäischen Netze ... 88
3.2.3.3.4 Bedeutung des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV ... 88
3.2.3.3.5 Zwischenergebnis ... 89
3.2.3.4 Fazit ... 89
3.3 Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems ... 89
3.3.1 Planungs- und Finanzierungsregime für einzelne Teilsysteme ... 91
3.3.1.1 Stromübertragungsnetz ... 91
3.3.1.2 Windenergie- und PV-Anlagen ... 92
3.3.1.3 Energieinfrastrukturen zur Residuallastabdeckung im Stromsystem unter besonderer Berücksichtigung der zukünftigen Rolle von Wasserstoff ... 93
3.3.1.3.1 Zukünftiges Wasserstoff-basiertes System zur Residuallastabdeckung ... 94
3.3.1.3.2 Zwischenzeitlich genutzte Energieinfrastrukturanlagen zur Residuallastabdeckung ... 96

3.3.1.4 (Institutionelle) Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems für weitere (potentielle) Anwendungsbereiche sowie (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems unter Einbezug der Residuallastabdeckung im Stromsektor ... 98
3.3.1.4.1 (Institutionelle) Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems für weitere (potentielle) Anwendungsbereiche ... 98
3.3.1.4.1.1 Grundsätzliche und eher langfristig ausgerichtete Ausgestaltungsfragen ... 98
3.3.1.4.1.2 Kurzfristig zu etablierende Planungs- und Finanzierungsregime ... 104
3.3.1.4.2 Integrierte (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems ... 106
3.3.1.5 Energieinfrastrukturen für gasförmige Kohlenwasserstoffe (Erdgas und synthetisches Methan) ... 109
3.3.2 Breite und Tiefe der einzelnen öffentlichen Planungsregime und Interdependenzen zwischen diesen sowie Abstimmung mit der SEP ... 111
3.3.2.1 Grundsätzliche Anmerkungen im Kontext des gewählten Vorgehens im vorherigen Abschnitt ... 111
3.3.2.2 Teilsysteme für Wasserstoff und gasförmige Kohlenwasserstoffe sowie das Stromübertragungsnetz und die Abdeckung der Stromresiduallast überspannende(s) Planungsregime ... 112
3.3.2.3 Kurzfristige Implikationen der Etablierung einer Systementwicklungsplanung auf bestehende (dann untergeordnete) Planungsregime ... 114
3.3.3 Organisation und Wissensmanagement ... 114
3.3.4 Anhang: Rechtliche Rahmenbedingungen der sektorübergreifenden (Quer-)Finanzierung im Kontext der Transformation des Energiesystems ... 115
3.3.4.1 Öffentliche Finanzierungsregime aus rechtlicher Sicht ... 115
3.3.4.2 Anforderungen an Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion ... 116
3.3.4.3 Anforderungen an Umlagesysteme (EEG-Modell) ... 118
3.3.4.3.1 Weder Sonderabgabe noch analoge Anwendung der Anforderungen ... 118
3.3.4.3.2 Grundrechtliche Anforderungen an Umlagesysteme ... 120
3.3.4.3.3 Insbesondere: Sach- und Verantwortungsnähe ... 121
3.3.4.4 Folgerungen für sektorübergreifende Finanzierungslösungen ... 122
3.3.4.4.1 Zur Begründung von „Sach- und Verantwortungsnähe“ im Kontext der Transformation des Energiesystems ... 122
3.3.4.4.2 Exemplarische Bewertung einzelner Konstellationen ... 124

4 Themengebiet B: Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen ... 126

4.1 Wesentliche institutionenökonomische Grundlagen ... 127
4.1.1 Kapitalbereitstellung und Haftung sowie Beziehungen zur Risikoallokation und zur Ausgestaltung von Anreizregimen ... 127
4.1.2 Eigentümerschaft ... 132
4.1.2.1 Unternehmen als Infrastrukturbetreiber ... 132
4.1.2.2 Anlagenfinanzierung und -eigentum bei separater Betriebsführung ... 136
4.2 Stromübertragungsnetze ... 137
4.3 Zentrale Anlagen eines zukünftigen Wasserstoffsystems ... 143
4.3.1 Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz ... 143
4.3.2 Weitere Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems ... 145

5 Zusammenfassung und Fazit ... 148

Literaturverzeichnis ... 161

Vorbemerkungen

Die vorliegende Studie ist im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bzw. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) beauftragten Projektes „Szenarienbasierte Analyse der Anforderungen an die Infrastrukturen im Rahmen der Energiewende und Auswirkungen auf deren Finanzierung und Planung“ (AIRE) erstellt worden. Die Studie bildet dabei wesentliche Ergebnisse des Arbeitspakets 5 (Auswirkungen auf die Planung von Energieinfrastrukturen) und des Arbeitspakets 6 (Auswirkungen auf die Finanzierung von Energieinfrastrukturen) ab, die von den Autoren dieser Studie im Rahmen des Projektes erarbeitet wurden, und basiert maßgeblich auf Kapitel 5 („(Institutionen-)ökonomische und juristische Analysen zur Planung und Finanzierung der Energieinfrastrukturen“) und Kapitel 6 („(Institutionen-)ökonomische und juristische Analysen zur Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen“) des Endberichts zum AIRE-Projekt. Im Gegensatz zum AIRE-Endbericht ist diese Studie allerdings u. a. um die Analysen zur Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen auf dezentraler Ebene des Energiesystems (Abschnitt 5.3 im AIRE-Endbericht) gekürzt.

Lukas Vorwerk, Thorsten Beckers, Marten Westphal und Nils Bieschke waren im Rahmen des Projektes AIRE im Auftrag des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) tätig und sind für die ökonomischen Analysen in der vorliegenden Studie verantwortlich. Georg Hermes war in das Projekt AIRE als Auftragnehmer der Consentec GmbH eingebunden und hat an verschiedenen Stellen dieser Studie (verfassungs- und unions-)rechtliche Einschätzungen beigesteuert sowie die juristischen Anhänge in den Abschnitten 3.2.3 und 3.3.4 verfasst.

Neben den vorstehend genannten Autoren haben an dieser Studie insbesondere Benjamin Pfluger und Carolin Grüter mitgewirkt. Benjamin Pfluger war am Projekt AIRE im Rahmen seiner Tätigkeit an der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) beteiligt und hat u. a. umfangreich mit seiner technisch-systemischer Expertise zur Erstellung dieser Studie beigetragen. Carolin Grüter war ebenfalls im Auftrag des IKEM im AIRE-Projekt tätig und hat unterstützend an den (institutionen-)ökonomischen Analysen mitgewirkt.

Am Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) sind die (institutionen-)ökonomischen Analysen im Projekt durchgeführt worden. Neben Georg Hermes ist die Stiftung Umweltenergierecht als weiterer juristischer Partner in den Arbeitspaketen 5 und 6 des Projektes AIRE tätig, aber an dieser Studie nicht direkt beteiligt gewesen. Technisch-systemische Analysen haben im Rahmen der weiteren Arbeitspakete des Projektes AIRE das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), die Consentec GmbH, das Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES), das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), das Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement der Technischen Universität Berlin, die DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT sowie das Institut für Katalyseforschung und -technologie (IKFT) des KIT durchgeführt. Von dem Austausch mit den Projektpartnern haben die Autoren dieser Studie sehr profitiert und die Erkenntnisse aus den Diskussionen sind an verschiedenen Stellen (implizit) in die Studie eingeflossen, weshalb den Projektpartnern besonderer Dank gilt. Frank Sailer sowie Julian Senders und Nils Wegner von der Stiftung Umweltenergierecht haben im Rahmen interdisziplinärer (juristisch-ökonomischer) Diskussionen die Anfertigung dieser Studie wesentlich unterstützt. Umfangreich profitiert haben die Autoren dieser Studie

von Diskussionen zu technisch-systemischen und interdisziplinären Fragestellungen mit Joachim Müller-Kirchenbauer (TU Berlin), Alexander Ladermann (Consentec), Christoph Maurer (Consentec) und Jan Steinbach (IREES) sowie weiteren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der verschiedenen Projektpartner.

Für die Inhalte dieser Studie sind allein die angegebenen Autoren verantwortlich.

Fertiggestellt wurde diese Studie in wesentlichen Teilen bereits im August 2021, die Veröffentlichung erfolgte aber erst im August 2023. Abgesehen von redaktionellen Änderungen und der oben angesprochenen Kürzung wurden nach dem Zeitpunkt der Fertigstellung lediglich marginale Anpassungen vorgenommen. Insbesondere wurden auch keine inhaltlichen Aktualisierungen mehr getätigt, sodass Entwicklungen und empirische Erkenntnisse, die sich nach dem Zeitpunkt der Fertigstellung der Studie ergeben haben, bis zur Veröffentlichung nicht berücksichtigt sind.

1 Einleitung

HINTERGRUND

Bereits im Jahr 2010 hat die Bundesregierung im Sinne des Klimaschutzes das Ziel beschlossen, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren.[1, 2] Mit der Ratifizierung des UN-Klimaschutzabkommens von Paris im Jahr 2016 und dem daran anknüpfenden „Klimaschutzplan 2050" wurde dieses Langfristziel nochmals unterstrichen und dahingehend konkretisiert, dass die Klimaschutz- und Energiepolitik in Deutschland grundsätzlich auf eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis Mitte dieses Jahrhunderts ausgerichtet werden soll.[3] Inzwischen konkretisiert bzw. verschärft das Bundes-Klimaschutzgesetz dieses Ziel dahingehend, dass (Netto-)Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 erreicht werden soll.[4] Während zuvor vor allem die technischen Umsetzungsmöglichkeiten einer Emissionsminderung um 80 %, also der unteren Grenze des Zielkorridors, erforscht wurden, steht damit verstärkt die Frage im Fokus sowohl der wissenschaftlichen als auch der politisch-gesellschaftlichen Debatte, wie die Transformation zur Treibhaus- bzw. Klimaneutralität in Deutschland und vor allem der damit verbundene Umbau speziell des Energiesystems möglichst effektiv und effizient gelingen kann. Zwar besteht weitgehender Konsens, dass dafür eine erhebliche Steigerung der Energieeffizienz zum einen und ein Verzicht auf die Verwendung fossiler Energieträger sowie ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien zum anderen erforderlich ist, nichtsdestotrotz ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt festzustellen, dass es nicht den einen, klar vorgezeichneten Transformationspfad zur Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele gibt. Vielmehr sind derzeit noch sehr unterschiedliche Szenarien vorstellbar, wie ein treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2045

---

[1] Vor dem Hintergrund der Regelungen in Punkt II.8 des Ethikkodexes des Vereins für Socialpolitik („Darf eine wissenschaftliche Arbeit, ein Bericht oder ein Gutachten nicht ohne vorherige Zustimmung Dritter zum Inhalt veröffentlicht werden, soll dieser Sachverhalt bei der Veröffentlichung kenntlich gemacht werden.") erklären diejenigen Autoren dieser Studie, die Mitglied des Vereins für Socialpolitik sind bzw. die als Ökonomen tätig sind und sich damit einhergehend dem Ethikkodex des Vereins für Socialpolitik verpflichtet fühlen, Folgendes:

- Da die Vertragstexte den Autoren dieser (im Endeffekt) im Auftrag des BMWi / BMWK erstellten Studie keine Veröffentlichungsrechte zugestanden haben, bedürfen Veröffentlichungen grundsätzlich der Zustimmung des BMWi / BMWK.
- Die Darstellungen und Aussagen in dieser Studie basieren vollständig auf den Analysen der Autoren und werden von diesen vollumfänglich vertreten.
- Im Übrigen ist jedoch – ohne an dieser Stelle eine detaillierte (informations-)rechtliche Analyse durchführen zu können – davon auszugehen, dass nach dem Informationsfreiheitsgesetz des Bundes (IFG) eine Zugänglichkeit zu dieser Studie ohnehin gegeben und infolgedessen eine Verbreitung auch ohne eine Zustimmung des BMWi / BMWK möglich wäre. Dies ist seit längerem bekannt und somit für die Autoren zu antizipieren.

Angaben gemäß Punkt II.5 des Ethikkodexes des Vereins für Socialpolitik („In wissenschaftlichen Arbeiten sollen Sachverhalte benannt werden, die potentiell zu Interessenskonflikten oder Befangenheit der verfassenden Personen führen könnten. Diese Regel soll nach Möglichkeit auch bei Veröffentlichungen in nicht-wissenschaftlichen Medien angewandt werden.") können den persönlichen Webseiten derjenigen Autoren entnommen werden, die Mitglied des Vereins für Socialpolitik sind bzw. die als Ökonomen tätig sind und sich damit einhergehend dem Ethikkodex des Vereins für Socialpolitik verpflichtet fühlen.

[2] An einigen Stellen dieser Studie sind u. U. einzelne Textpassagen aus anderen Publikationen der beteiligten Autoren in unveränderter oder nur leicht veränderter Form übernommen worden, ohne dass dies unbedingt gemäß den üblichen Zitierregeln angezeigt ist.

[3] Vgl. BMUB (2016).

[4] Siehe dazu § 3 Abs. 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.

ausgestaltet sein könnte. Derartige Szenarien bilden Handlungsoptionen ab und können auch als „Transformations-Szenarien“ bezeichnet werden, da sie (unterschiedliche) Transformationspfade für das Energiesystem aufzeigen.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen diesen Szenarien liegt darin, welche Rolle stoffliche Energieträger, die dann vornehmlich aus regenerativ erzeugtem Strom gewonnen werden („Power-to-X“), zukünftig spielen. So zeichnet sich ein denkbarer Ansatz zur Transformation des Energiesystems beispielsweise dadurch aus, dass Strom aus erneuerbaren Energien in möglichst vielen Anwendungen direkt zum Einsatz kommt und auf stoffliche Energieträger ausschließlich dort zurückgegriffen wird, wo dies technisch unbedingt erforderlich ist, um auf diese Weise die mit „Power-to-X“-Technologien verbundenen Umwandlungsverluste zu minimieren. Ein alternatives Transformations-Szenario wiederum könnte jedoch auch darin bestehen, fossile Energieträger umfangreich durch synthetische Kohlenwasserstoffe, die dann zu großen Teilen im Ausland produziert und nach Deutschland importiert werden müssten, zu ersetzen und damit bestehende Anlagegüter, wie insbesondere die Gasinfrastruktur, weiterhin zu nutzen. Nicht zuletzt werden gerade aktuell vermehrt auch die Anwendungsmöglichkeiten und Potentiale von Wasserstoff für die nachhaltige Transformation des Energiesystems intensiv diskutiert und untersucht.

Den verschiedenen (Transformations-)Szenarien ist letztlich gemeinsam, dass Energie aus regenerativen Quellen in den verschiedenen Sektoren des Wirtschaftssystems eingesetzt wird, damit einhergehend (mehr oder weniger) große Reformen in den entsprechenden Wirtschaftsbereichen erforderlich sind und dabei die verschiedenen Sektoren verkoppelt werden („Sektorenkopplung“). Dies betrifft Infrastruktursektoren und Bereiche der Daseinsvorsorge wie z. B. den Verkehrssektor und den Bereich der Gebäude, die der Wohnraumversorgung dienen. Nicht zuletzt werden auch im Bereich der Industrie erhebliche Anpassungen erforderlich sein. Dort sind beispielsweise die Unternehmen der Stahlindustrie Energie-Großverbraucher, die ihre Produktionssysteme im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien anpassen werden müssen.

Szenarien, die auf ein klimaneutrales Energiesystem ausgerichtet sind, wurden inzwischen im Rahmen verschiedener Forschungsarbeiten entwickelt und im Hinblick auf ihre Wirkungen, wie z. B. die damit verbundenen (volkswirtschaftlichen) Kosten, den Bedarf an Energie-Importen oder den Flächenverbrauch für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland, untersucht. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang vor allem die besonders umfang- und detailreichen „Langfristszenarien“ im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums („BMWi-Langfristszenarien“).[5] Aber auch andere technisch-systemischen Studien liefern in dieser Hinsicht wertvolle Erkenntnisse.[6] Die Ansätze und Modelle zur genaueren Analyse derart weitreichender Szenarien zur Transformation des Energiesystems befinden sich jedoch aktuell weiterhin in einer Phase der intensiven Weiterentwicklung und Verfeinerung. So sollen bestehende (derzeit durchaus noch erhebliche) Potentiale zur

[5] Siehe Fraunhofer ISI et al. (2021) sowie die Internetpräsenz der „BMWi-Langfristszenarien“ unter www.langfristszenarien.de.

[6] Beispielhaft seien an dieser Stelle Ariadne (2021), BCG (2021), Brandes et al. (2021), dena (2021) bzw. ewi (2021) und Prognos / Öko-Institut / Wuppertal Institut (2021) genannt.

Verbesserung der Qualität der Analyseergebnisse realisiert werden, was den politischen und sonstigen gesellschaftlichen Akteuren erlauben wird, die Eigenschaften und Eignung der verschiedenen Szenarien besser beurteilen zu können. In diesem Zusammenhang ist nicht zuletzt auf das Defizit zu verweisen, dass Netzinfrastrukturen im Energiesektor wie Stromnetze, Pipeline-Netze, die für den Transport von Erdgas oder Wasserstoff genutzt werden können, sowie (Fern-)Wärmenetze in den Modellen zur Analyse von Transformations-Szenarien derzeit regelmäßig erst in einer sehr rudimentären Form berücksichtigt sind. Dieses Defizit ist vor dem Hintergrund besonders problematisch, dass erstens im Hinblick auf eine auf Klimaneutralität ausgerichtete Transformation des Energiesystems und eine damit einhergehende Kopplung von Sektoren erhebliche Anpassungen im Bereich der Energieinfrastrukturen erforderlich sein werden. Zweitens ist zu berücksichtigen, dass derartige Infrastrukturen lange Lebensdauern aufweisen sowie die Vorlaufzeiten für ihre Planung und Errichtung ebenfalls viele Jahre betragen können. Dies betrifft insbesondere die Energienetze, die auch als Energieinfrastrukturen i. e. S. eingeordnet werden können. In eingeschränkter Weise gilt dies jedoch auch für die komplementären Anlagegüter des Energiesystems und dabei insbesondere Umwandlungsanlagen (wie Kraftwerke und Elektrolyseure) und Speicher (z. B. für Strom oder Gas), die gemeinsam mit den Netzen als Energieinfrastrukturen i. w. S. angesehen werden können und im Folgenden stets gemeint sind, wenn (verkürzt) von „Energieinfrastrukturen“ gesprochen wird. Mit diesem Defizit einhergehend besteht zunächst die Gefahr, dass in den kommenden Jahren Infrastrukturmaßnahmen realisiert werden, die sich kurz danach oder zumindest mittelfristig als nicht sinnvoll unter Berücksichtigung der dann verfolgten Strategie beim Umbau des Energiesystems erweisen. Ferner ist zu beachten, dass die Realisierung bestimmter Infrastrukturmaßnahmen aus zeitlicher Sicht auf kritischen Pfaden im Hinblick auf die angestrebte (nahezu vollständige) Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 liegen könnten bzw. dürften.

In dieser Studie adressierte Themengebiete und für die Analysen relevante Disziplinen

Unter Berücksichtigung des technisch-systemischen Wissenstandes zu Transformationspfaden, aber auch der Defizite und Entwicklungspotentiale derartiger technisch-systemischer Analysen werden im Rahmen dieser Studie institutionelle Fragen bezüglich der Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen im Kontext der angestrebten Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität untersucht. Dabei können die in dieser Studie behandelten Themen grob in zwei größere Themengebiete eingeteilt werden:

- ***Themengebiet A („Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturen“):*** Als Planungsregime werden in dieser Studie institutionelle Lösungen verstanden, die den Rahmen für die Fällung von Investitionsentscheidungen bilden. Eine Randlösung für ein Planungsregime ist eine planwirtschaftliche Entscheidungsfällung durch einen zentralen Akteur (im Sinne einer Person oder einer Organisation), dessen Handeln im Kontext einer Zuordnung zur öffentlichen Hand eine gesamtwirtschaftliche Ausrichtung aufweisen kann, wovon im Folgenden – sofern nicht anders angegeben – ausgegangen wird. Insofern liegt eine zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällung vor und daher wird auch von einem „öffentlichen Planungsregime“ gesprochen. In der Bundesrepublik Deutschland als Demokratie könnten derartige planerische Entscheidungen beispielsweise – im Anschluss an fachliche Vorarbeiten auf exekutiver Ebene – durch den Bundestag als Legislative getroffen werden, was im Bereich der

Infrastrukturplanung aktuell auch z. T. in dieser Weise (wie beispielsweise bei den Stromübertragungsnetzen) zu beobachten ist. Eine andere Randlösung ist ein grundsätzlich unreguliertes, sogenanntes „marktwirtschaftliches Wirtschaftssystem“, in dem idealtypisch private Wirtschaftssubjekte die Investitions- und auch die weiteren Entscheidungen bezüglich des Güterangebots fällen und dabei in einem (mehr oder weniger intensiven) Wettbewerb stehen. Insofern erfolgen isolierte, einzelwirtschaftlich ausgerichtete Entscheidungsfällungen. In diesem Zusammenhang kann auch von einem „marktwirtschaftlichem Planungsregime“ gesprochen werden.

Bei (Zwischen-)Lösungen zwischen diesen Randlösungen werden durch den Staat planerisch Regeln festgelegt (und somit Regeln „geplant“) bzw. Institutionen definiert, die dann das Handeln der einzelnen Wirtschaftssubjekte beeinflussen, was auch als „Marktdesign“ oder „institutionelles Sektordesign“ bzw. (verkürzt) als „Sektordesign“ bezeichnet wird. Der institutionelle Rahmen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen an Land in Deutschland stellt ein Beispiel für derartige Zwischenlösungen dar.

Mit Bezug zur thematisierten Transformation des Energiesystems wäre es offensichtlich nicht sinnvoll, dass aktuell von einem zentralen Akteur sämtliche Investitionsentscheidungen getroffen werden, die in den kommenden Jahren und Jahrzehnten bis zur Erreichung der Klimaneutralität umzusetzen wären. Dagegen spricht – sehr vereinfacht dargestellt – erstens, dass es bei Entscheidungen, die sogenanntes „zentrales Wissen“ erfordern und planwirtschaftlich getroffen werden sollten, die vorstehend thematisierten Zuwächse an technisch-systemischem Wissen bezüglich der Transformation des Energiesystems in den kommenden Jahren geben wird, die gewisse Entscheidungsverzögerungen vorteilhaft erscheinen lassen. In diesem Zusammenhang stellt sich insbesondere die Frage, ob zukünftig zentral zu fällende Investitionsentscheidungen bezüglich der Sektorenkopplung gemäß den üblichen Regeln für die Fällung von Entscheidung der öffentlichen Hand oder im Rahmen speziell gestalteter (Regel-)Planungsprozesse getroffen werden sollten, wie sie beispielsweise im Bereich der Bundesverkehrswegeplanung und Netzentwicklungsplanung für die Strom- und Gasnetze in der Praxis vorliegen. Zweitens wird ein zentraler Akteur nicht über sogenanntes „lokales Wissen“ verfügen, das z. B. Fragen der Infrastrukturbereitstellung auf kommunaler Ebene betrifft. In diesem Zusammenhang kann es in einem staatlichen Mehrebenensystem geboten sein, Entscheidungskompetenzen auf untere Ebenen zu verlagern und dort auf eine planwirtschaftliche Weise fällen zu lassen, was im föderalen System in Deutschland in vielen Bereichen erfolgt. Drittens und nicht zuletzt könnte eine öffentliche, planwirtschaftliche Entscheidungsfällung – egal, ob diese auf nationaler (und somit zentraler) oder auf kommunaler (und somit dezentraler bzw. lokaler) Ebene erfolgt – mit dem Problem verbunden sein, dass sich das dafür erforderliche technisch-systemische Wissen nicht in sinnvoller Weise an einer zentralen Stelle (und dies weder auf zentraler und somit nationaler Ebene noch auf dezentraler und somit lokaler Ebene) aufbauen bzw. „einsammeln“ lässt. Ein öffentlicher Planer würde folglich nicht über das technisch-systemische Wissen verfügen, um eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht (relativ) vorteilhafte Entscheidung zu fällen. In marktwirtschaftlichen Planungsregimen hingegen kann es gelingen, dass im Rahmen der (dezentralen) Koordination der privaten Wirtschaftssubjekte sich diejenigen im Wettbewerb durchsetzen, die über das sogenannte „dezentrale Wissen“ verfügen, dessen Anwendung

durch diese Akteure zu aus gesamtwirtschaftlichen Sicht vorteilhaften Entscheidungen führt. In diesem Zusammenhang werden die Akteure nicht nur technisch-systemische Entscheidungen fällen, sondern auch festlegen, wie sie sich im Bereich der unregulierten Marktwirtschaft untereinander koordinieren und auf welche Governance-Formen (wie Spotmärkte, langfristige Verträge oder auch hierarchische Lösungen) sie dabei zurückgreifen. Allerdings können insbesondere (Markt-)Macht- und Koordinationsprobleme in unregulierten Marktwirtschaften dagegen sprechen, auf eine zentrale Involvierung zu verzichten. Im Rahmen des institutionellen Sektordesigns durch die öffentliche Hand geschaffene Zwischenlösungen können dann ein hohes Potential aufweisen, um zu aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaften Investitionsentscheidungen zu gelangen. Voraussetzung für die erfolgreiche Gestaltung von derartigen institutionellen Zwischenlösungen, die eine hohe empirische Relevanz haben, ist im Regelfall, dass die für die „Institutionenplanung" zuständigen Akteure auf Seiten der öffentlichen Hand zunächst über ein gewisses technisch-systemisches Wissen und ferner über Wissen bezüglich des Institutionendesigns verfügen.[7]

Die direkte Setzung oder indirekte (z. B. über Auktions- oder Zertifikatelösungen erfolgende) Beeinflussung von Preisen und dabei auch von Abgabenhöhen durch die öffentliche Hand ist ein Beispiel für Zwischenlösungen zwischen planwirtschaftlichen und unregulierten marktwirtschaftlichen Lösungen und zeigt auf, dass Preise nicht nur Elemente von Finanzierungs-, sondern auch von Planungsregimen sein können. Preise korrespondieren mit Einnahmequellen im Rahmen von Finanzierungslösungen und können in diesem Zusammenhang Kosten und somit Lasten auf Akteure zuordnen. Speziell intertemporale Lastenzuordnungen werden hingegen durch die Frage der Kreditfinanzierung von Investitionen tangiert. Nicht zuletzt beinhalten Finanzierungsregime einen Regelrahmen für die Fällung von Ausgaben- und insofern auch Investitionsentscheidungen, was erneut auf die Interdependenzen zu bzw. Verbindungen mit Planungsregimen hinweist.

Im Kontext der erläuterten Zusammenhänge wird in dieser Studie aus Sicht der öffentlichen Hand die Eignung sowohl von alternativen Planungs- als auch Finanzierungsregimen mit Bezug zu Energienetzen und ergänzend auch den weiteren komplementären Anlagegütern, die im Zuge der Transformation des Energiesystems von hoher Bedeutung sind, untersucht. Bei den Analysen zu diesem „Themengebiet A" ist explizit zu berücksichtigen, dass sowohl Planungsentscheidungen bezüglich der Ausgestaltung des Energiesystems als auch Entscheidungen zu Finanzierungsfragen mit z. T. erheblichen Verteilungswirkungen einhergehen. Dies wiederum kann mit speziellen Herausforderungen und dabei auch der Notwendigkeit der Gestaltung von kompensierenden Umverteilungssystemen einhergehen, um erstens bestimmte Maßnahmen in einem demokratischen System politisch durchsetzen zu können sowie zweitens einer

[7] Letztendlich haben öffentliche Planungsregime, die sich auf technisch-systemische Entscheidungen beziehen, stets grundsätzlich nur eine begrenzte Reichweite und früher oder später werden über designte Märkte (oder andere Kooordinationsformen) private Akteure eingebunden, die sich dann wiederum in einem unregulierten Kontext mit anderen Akteuren koordinieren und dabei auf die bereits angesprochenen Governance-Formen (Märkte, Verträge, Hierarchien im Rahmen von Integrationslösungen) zurückgreifen können.

unangemessenen Entwertung von Investitionen, die durch Akteure in der Vergangenheit getätigt wurden, entgegenzuwirken.

- ***Themengebiet B („Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen"):*** Die Frage der Kapitalaufnahme zur Investitionsfinanzierung tangiert nicht nur intertemporale Verteilungsaspekte, sondern steht auch mit den Fragen des Zusammenhangs zwischen Kapitalbereitstellung und Haftung, der Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung sowie der öffentlichen oder privaten Eigentümerschaft von Assets und von Unternehmen im Zusammenhang, wobei anstelle von (privaten oder auch öffentlichen) Unternehmen auch andere Organisationsformen wie Behörden als Gestaltungsoptionen zu berücksichtigen sind. Entscheidungen bezüglich der Eigentümerschaft können u. a. Anreizkonstellationen, die Koordination bei der Wahrnehmung von Aufgaben in komplexen Systemen (wie dem Energiesystem) sowie – im Zusammenspiel mit Kontrahierungsproblemen – die Höhe von bei Koordinationsaktivitäten anfallenden Transaktionskosten beeinflussen. In diesem Zusammenhang kann z. B. auf die Alternativen der (externen) Regulierung privater Unternehmen durch öffentliche Behörden sowie der Steuerung öffentlicher Unternehmen durch den Eigentümer verwiesen werden. Nicht zuletzt haben Eigentumsfragen einen erheblichen Einfluss auf die Verfügbarkeit von Wissen bei Akteuren, die Aufgaben entweder selbstständig wahrnehmen oder an andere Akteure übertragen und deren Wissensstände sich in Abhängigkeit davon sehr unterschiedlich entwickeln können. Dieser Aspekt ist nicht zuletzt bei der Abwägung zwischen den angesprochenen Alternativen der (externen) Regulierung privater Unternehmen und der öffentlichen Eigentümerschaft von Unternehmen zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie auch speziell Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregime für den Bereich der Energienetze und ergänzend weiterer wesentlicher Anlagegüter des Energiesystems untersucht, was als „Themengebiet B" definiert wird.

Bei den Analysen zu den vorstehend beschriebenen Themengebieten A und B ist insbesondere auf Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik zurückzugreifen, aber auch Erkenntnisse der Wohlfahrtsökonomik und weiterer ökonomischer Theoriegebiete sind von Relevanz. Im Rahmen der Analyse bestehender Regelungsregime und der Herausforderungen bei deren Reform sind zudem neben ökonomischen auch juristische Erkenntnisse umfassend einzubeziehen.

ZIELSETZUNGEN, SCHWERPUNKTE UND GRENZEN DER ANALYSEN ZU DEN EINZELNEN THEMENGEBIETEN

Da die in dieser Studie behandelten Themengebiete extrem umfangreich sind, erfolgt eine Fokussierung auf grundsätzliche Fragen und bestimmte thematische Bereiche, bei denen ein größerer Reformbedarf denkbar erscheint, um die Transformation des Energiesystems erfolgreich bewältigen zu können:

- ***Themengebiet A:*** Ein Schwerpunkt dieser Studie liegt zunächst darauf, institutionenökonomische Erkenntnisse hinsichtlich der Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen für (Energie-)Infrastrukturen weitgehend abstrakt, also ohne konkreten sektoralen Bezug, aufzubereiten, um damit die Basis dafür zu legen, diese Erkenntnisse auf die Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen in den verschiedenen Bereichen des Energiesystems anwenden zu können. Eine entsprechende Anwendung erfolgt im Rahmen dieser Studie

sodann mit Bezug zur „zentralen Ebene“ des Energiesystems, die vor allem die dem überregionalen (Fern-)Transport von Energie dienenden Netzinfrastrukturen sowie die Umwandlungs- und Speicheranlagen umfasst, die dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei einer deutschlandweiten (und somit aggregierten) Betrachtung dienen. Die dezentralen Energiesysteme wiederum, die sich auf kommunaler Ebene befinden und für die Transformation zur Klimaneutralität ebenso bedeutsam sind, werden zwar grundsätzlich berücksichtigt, aber es erfolgt keine explizite Analyse zur Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen für diesen Bereich. Auch die Koordination zwischen der zentralen und der dezentralen Ebene des Energiesystems wird nur am Rande betrachtet.

Abschließend sei noch auf folgende Eingrenzung des Untersuchungsraums mit Bezug zu Planungsregimen hingewiesen: Entscheidungen zur Kapazitätsauslegung von Infrastrukturen haben grundsätzlich integriert mit Entscheidungen über die Regelungen zur Allokation der Infrastrukturkapazitäten in der Betriebsphase zu erfolgen, wenn effiziente Lösungen angestrebt werden. Allerdings können Allokationsregeln für Infrastrukturen (aus Zeit- und Ressourcengründen) in dieser Studie nicht bzw. nur am Rande betrachtet werden. Dies führt z. T. zu Einschränkungen hinsichtlich der Aussagekraft von Analyseergebnissen.

- ***Themengebiet B:*** Während die Analyse des Themengebiets A (Planungs- und Finanzierungsregime) einen relativ breiten Raum einnimmt, sind die Analysen zum Themengebiet B (Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregime) sehr komprimiert und konzentrieren sich (nicht zuletzt aufgrund von Zeit- und Ressourcenrestriktionen bei den Analysen) vor allem auf Fragen der Eigentümerschaft und Investitionsfinanzierung bei den (physischen) Energienetzen.

ZUSAMMENHÄNGE ZWISCHEN TECHNISCH-SYSTEMISCHEN UND INSTITUTIONELLEN ANALYSEN SOWIE ZWISCHEN DEN IN DIESER STUDIE ADRESSIERTEN (INSTITUTIONELLEN) THEMENGEBIETEN

Im Rahmen dieser Studie werden zwar keine eigenen technisch-systemischen Analysen zu Transformation-Szenarien vorgestellt, allerdings ist – wie schon angedeutet – der technisch-systemische Wissensstand in dieser Hinsicht durchaus von hoher Relevanz für die in dieser Studie adressierten Themen, also für die Gestaltung des institutionellen Rahmens für die Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen. Vor diesem Hintergrund soll zumindest kurz auf einige Interdependenzen zwischen technisch-systemischen und institutionellen Analysen sowie auch zwischen den in dieser Studie im Fokus stehenden (institutionellen) Themengebieten hingewiesen werden:

- Im Rahmen der Analysen zu Transformations-Szenarien sind umfangreiche Annahmen zu erwartenden Kosten zu treffen. Dabei werden zukünftige Kosten keinesfalls nur durch technische Aspekte und Entwicklungen beeinflusst, sondern auch durch die Ineffizienzen, die im Zusammenhang mit der Anwendung von Regelungsregimen anfallen, die die Planung und Finanzierung (aber auch auf weitere Bereiche wie die Koordination beim Betrieb von Anlagen) betreffen, und als Transaktionskosten eingeordnet werden können. Die Höhe dieser Transaktionskosten steht einerseits mit der Eignung bestimmter Regelungsregime in Zusammenhang. Andererseits können unterschiedliche technische Systeme aber auch unterschiedlich hohe Ansprüche an die Ausgestaltung von Regelungsregimen stellen, z. B. weil mehr oder weniger Koordinationsbedarf zwischen Akteuren besteht. Zu derartigen institutionell bedingten Kosten, die ja bei den

Analysen in dieser Studie im Mittelpunkt stehen, werden in technisch-systemischen Betrachtungen von Transformations-Szenarien jedoch in aller Regel keinerlei Untersuchungen durchgeführt. Vielmehr werden im Rahmen der Festlegung von zu erwartenden Kosten bei bestimmten technisch-systemischen Transformations-Szenarien implizit Annahmen dazu getroffen, wie hoch die Transaktionskosten infolge institutionell bedingter Probleme sind.

- Die Eignung der im Rahmen des Themengebiets A betrachteten Planungsregime für das Energiesystem bzw. einzelne Bereiche des Energiesystems wird maßgeblich durch technisch-systemische Eigenschaften des jeweiligen Planungsgebiets beeinflusst. Im Falle von Planungsregimen, die die Auswahl zwischen verschiedenen grundsätzlichen technisch-systemischen Alternativen betreffen, sind deren jeweilige Eigenschaften bzw. deren Zusammenspiel von Relevanz. Dies betrifft nicht zuletzt auch Auswahlentscheidungen, die mit den verschiedenen Transformations-Szenarien für das Energiesystem in Verbindung stehen. Insofern hat die relative Eignung von Transformations-Szenarien Einfluss darauf, wie Planungsregime ausgestaltet werden sollten. In eingeschränkter Weise sind technisch-systemische Analysen zu Transformations-Szenarien auch für die Untersuchung von Fragen der Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft (Themengebiet B) von Relevanz.

  Ein weiterer Zusammenhang zwischen technisch-systemischen und institutionellen Analysen ergibt sich daraus, dass Überlegungen zu öffentlichen Planungsregimen für das Energiesystem im Allgemeinen und (insbesondere auf zentraler Ebene angesiedelten) Energieinfrastrukturen im Speziellen, die im Rahmen des Themengebiets A von Relevanz sein werden, darauf abzielen, dass zukünftig Analysen durchzuführen sein werden, die in ähnlicher Form bereits in verschiedenen technisch-systemischen Studien zur Transformation des Energiesystems (wenn auch noch nicht in der gewünschten Breite und Tiefe) vorgenommen worden sind.
- Die in Themengebiet B betrachteten Fragen der (privaten oder öffentlichen) Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft stehen in Verbindung mit der Ausgestaltung von den im Rahmen des Themengebiets A betrachteten Planungs- und Finanzierungsregimen. Wenn beispielsweise Investitionsentscheidungen von der öffentlichen Hand getroffen werden sollen, ist es grundsätzlich nicht erforderlich bzw. sinnvoll, private Kapitalgeber einzubinden, um diese für die Konsequenzen falscher (Investitions-)Entscheidungen haften lassen zu können. Wenn hingegen private Akteure Investitionsentscheidungen treffen, kann es vorteilhaft sein, diese Kapital zur Investitionsfinanzierung bereitstellen und sie damit einhergehend die (positiven oder negativen) Konsequenzen ihrer (richtigen oder falschen) Entscheidungen spüren zu lassen.

STRUKTUR DIESER STUDIE

Die vorliegende Studie ist wie folgt aufgebaut:

- Im nachfolgenden Kapitel 2 wird als übergreifende Grundlage für beide Themengebiete dieser Studie zunächst das betrachtete (technische) System, das für die Zwecke dieser Studie (sehr) vereinfacht modelliert wird, kurz vorgestellt und damit auch das Untersuchungsgebiet für die nachfolgenden Analysen näher eingegrenzt.
- In Kapitel 3 werden daran anschließend die Analysen zum Themengebiet A, also zu Planungs- und Finanzierungsregimen für Energieinfrastrukturen, durchgeführt. Dazu werden als

Grundlagen zunächst die Gestaltungsbereiche und die wesentlichen Gestaltungsoptionen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen beschrieben sowie die institutionenökonomischen Erkenntnisse zu diesem Thema aufbereitet (Abschnitt 3.1). Dann erfolgen Analysen mit Bezug zur Ausgestaltung einer sogenannten „Systementwicklungsplanung“ und einer in diesem Zusammenhang abzuleitenden „Systementwicklungsstrategie“, die die Entwicklung des gesamten Energiesystems adressieren (Abschnitt 3.2). Schließlich werden speziell Planungs- und Finanzierungsregime für die Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems betrachtet (Abschnitt 3.3).

- Kapitel 4 enthält die Analysen zum Themengebiet B, also zur Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung sowie zur Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen. Nach einer kurzen Aufbereitung wesentlicher institutionenökonomischer Grundlagen zu dem Thema (Abschnitt 4.1) erfolgen konkrete Analysen zu Fragen der Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft mit Bezug zu den Stromübertragungsnetzen (Abschnitt 4.2) sowie mit Bezug zu zentralen Anlagen eines zukünftigen Wasserstoffsystems (Abschnitt 4.3).
- In Kapitel 5 werden die wesentlichen Ergebnisse der Analysen in dieser Studie zusammengefasst und es wird ein Fazit gezogen.

2 Grundzüge des betrachteten (technischen) Systems

Bei der Analyse von Rahmenbedingungen für die Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen in dieser Studie werden nur bestimmte Elemente des Energiesystems explizit in die Betrachtung einbezogen und das (technische) System wird somit (sehr) vereinfacht modelliert. Die Grundzüge des betrachteten (technischen) Systems und von dessen Modellierung werden anhand verschiedener Dimensionen im Folgenden kurz vorgestellt. Damit wird auch das Untersuchungsgebiet dieser Studie näher eingegrenzt.

ANLAGENKATEGORIEN

Es werden im Folgenden vereinfachend nur wenige idealtypische Anlagenkategorien berücksichtigt und unterschieden, auf denen das Energiesystem maßgeblich basiert bzw. die dieses umfasst. Dies sind zunächst die Energienetze, die auch als Energieinfrastrukturen i. e. S. bezeichnet werden können. Sie dienen dem Transport von Energie von und zwischen zentralen Umwandlungs- und Speicheranlagen sowie z. T. auch bestimmten Anlandestellen hin zu den (Energie-)Endanwendungen, also den Nachfragern. Umwandlungsanlagen (wie Kraftwerke oder Elektrolyseure), in denen eine Energieform in eine andere umgewandelt oder aus Energieträgern nutzbare Endenergie erzeugt wird, und Speicher können zusammen mit den Netzen den Energieinfrastrukturen i. w. S. zugerechnet werden, die nachfolgend i. d. R. (verkürzt) nur als „Energieinfrastrukturen“ bezeichnet werden. Auf Importanlagen wie Anlandestellen als Teil der Energieinfrastrukturen wird nur vereinzelt eingegangen. Umwandlungsanlagen finden sich darüber hinaus auch zur Wärmeerzeugung in Gebäuden, zumindest wenn bei diesen kein Anschluss an ein Wärmenetz vorliegt. Derartige Umwandlungsanlagen werden im Folgenden jedoch nur am Rande berücksichtigt, da die Gebäude eng in die dezentralen Energiesysteme eingebunden sind, deren Planung und Finanzierung – wie schon zuvor erwähnt – in dieser Studie nicht (bzw. zumindest nicht im Detail) betrachtet wird. Dies gilt in ähnlicher Weise auch für die Vielzahl weiterer (Energie-)Endanwendungen, wie z. B. Haushaltsgeräte, Kraftfahrzeuge oder bestimmte Industrieanlagen, die im Weiteren nicht explizit unterschieden, sondern eher implizit und aggregiert berücksichtigt werden.

ENERGIEFORMEN BZW. -TRÄGER

Energieformen bzw. -träger, die über Netzinfrastrukturen transportiert werden und damit im Folgenden im Mittelpunkt stehen, sind insbesondere Strom sowie gasförmige Kohlenwasserstoffe, also fossiles Erdgas oder „grünes Gas“, das aus Biomasse gewonnen wird oder bei dem es sich um aus erneuerbaren Energien synthetisch hergestelltes Methan handelt, und Wasserstoff. Die Planung und Finanzierung von Wärmenetzen, die Wärme in Form von Heißwasser oder Wasserdampf transportieren, wird hingegen nicht näher betrachtet, da sie Teil der dezentralen Energiesysteme sind, die außerhalb des Betrachtungshorizonts dieser Studie liegen. Mit Bezug zu synthetischem Methan und Wasserstoff wird vereinfachend auf eine detailliertere Differenzierung zwischen verschiedenen denkbaren Herstellungsformen verzichtet. Bei Wasserstoff wird allerdings hinsichtlich der Herkunftsseite unterschieden, also ob es sich um in Deutschland produzierten oder nach Deutschland importierten Wasserstoff handelt,

während bei synthetischem Methan von einem vollständigen Import ausgegangen wird.[8] Weitere Infrastrukturen, die bei speziellen Verwendungskonzepten von Erdgas und Herstellungsformen von synthetischen Kohlenwasserstoffen und Wasserstoff sowie auch bei der klimaneutralen Umstellung einzelner Industriezweige eine gewisse Relevanz aufweisen können, wie insbesondere CO_2-Infrastrukturen, liegen außerhalb des Untersuchungsgebiets dieser Studie.

NACHFRAGEBEREICHE

Die Wirtschaftsbereiche, in denen Energie nachgefragt wird, und die Akteursgruppen, die Energie nachfragen, also die so genannten „Nachfragebereiche", werden im Verlauf dieser Studie in einem unterschiedlichen Detailgrad berücksichtigt. So wird i. d. R. die Energie- und vor allem die Stromnachfrage von Haushalten, Industrie sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) im Folgenden nicht explizit unterschieden, sondern vielmehr in aggregierter Form betrachtet. Stellenweise ist es dann allerdings doch geboten, einzelne Nachfragebereiche und deren Eigenschaften konkreter in Betracht zu ziehen. Dies gilt etwa für die Bereitstellung von Energie für Industrieprozesse im Kontext des (möglichen) Aufbaus eines Wasserstoffsystems. Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz und damit zur Senkung der Energienachfrage werden im Übrigen grundsätzlich nicht detailliert betrachtet.

EBENEN DES ENERGIESYSTEMS SOWIE DES STAATLICHEN MEHREBENENSYSTEMS

Im Energiesystem kann – vereinfacht betrachtet – zwischen einer zentralen und einer dezentralen Ebene unterschieden werden. Die zentrale Ebene umfasst zunächst die dem überregionalen (Fern-)Transport von Energie dienenden Netzinfrastrukturen. Ferner bietet es sich an, die Umwandlungs- und Speicheranlagen, die dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei einer deutschlandweiten (und somit aggregierten) Betrachtung dienen, der zentralen Ebene zuzuordnen. Auf der dezentralen Ebene wird die Energie an die Nachfrager und dabei vor allem an die Haushalte und die sonstigen „kleineren" Endabnehmer verteilt, während große Industriebetriebe und andere Großabnehmer vielfach direkt an übergeordnete und z. T. auch direkt an die dem Ferntransport dienenden Netzinfrastrukturen angeschlossen sind. Umwandlungsanlagen befinden sich – jenseits der vorstehend bereits erwähnten Anlagen im Gebäudebereich – ebenfalls auf der dezentralen Ebene. Dies gilt zunächst z. B. für PV-Dachanlagen. Umwandlungs- und Speicheranlagen mit klarem örtlichem Bezug finden sich darüber hinaus insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung, da – jenseits der zur Wärmeerzeugung genutzten Energieträger, die i. d. R. auch über weite Strecken transportiert werden können – die Verteilung von (erzeugter) Wärme aufgrund ihrer sehr begrenzten Transportfähigkeit ausschließlich innerhalb lokaler Strukturen erfolgt. Je nach Untersuchungsfokus kann es sich anbieten, auch eine „mittlere" Ebene explizit zu berücksichtigen, der z. B. im Stromsystem die regionale Verteilungsaufgabe unter Rückgriff auf Mittel- und Hochspannungsleitungen (mit einer Spannung von bis zu 110 kV) zuzuweisen wären.

[8] Die Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen und damit auch synthetischem Methan gilt auch auf lange Sicht als relativ kostspielig, was vor allem an den erheblichen Umwandlungsverlusten bei der Herstellung und dem daraus resultierenden hohen Bedarf an erneuerbar erzeugtem Strom liegt. Zumindest wenn derartige Energieträger in Deutschland in größerem Umfang zum Einsatz kommen sollen, werden deshalb im Allgemeinen hohe Importanteile aus Ländern, die über umfangreichere EE-Potentiale als Deutschland verfügen, als notwendig angesehen. Vgl. hierzu Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018), Ariadne (2021, S. 188–192), Brandes et al. (2021, S. 26–28) und dena (2021, S. 190–193).

Zu beachten ist ferner die bestehende Integration des deutschen Energiesystems und dabei speziell dessen zentraler Ebene in das europäische und internationale Energiesystem.

Obwohl in dieser Studie nur die Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems im Mittelpunkt stehen und die Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen auf dezentraler Ebene entsprechend nicht analysiert wird, sei an dieser Stelle kurz darauf hingewiesen, welche Ebenen des staatlichen Mehrebenensystems prinzipiell zur Verfügung stehen, um ihnen ggf. mit einer öffentlichen Ausrichtung wahrzunehmende Aufgaben mit Bezug zu den dargestellten Ebenen des Energiesystems zuzuordnen. Aufgrund der Einbettung der dezentralen Energieinfrastrukturen in die dezentralen Infrastruktursysteme, die z. B. auch die Straßen umfassen, in deren Grund Energienetze verlegt werden, sowie – nun grundlegende institutionenökonomische Erkenntnisse berücksichtigend – dezentraler Wissensvorteile kann es sich anbieten, dass gewisse Planungs- und Finanzierungsaufgaben bezüglich des dezentralen Energiesystems, die durch einen öffentlichen Akteur wahrgenommen werden sollten, der dezentralen Ebene eines staatlichen Mehrebenensystems zugeordnet werden. Bezüglich der zentralen Energieinfrastrukturanlagen dürfte es sich hingegen grundsätzlich anbieten, vor allem der zentralen Ebene im staatlichen Mehrebenensystem Kompetenzen zuzuordnen. Mit der zentralen Ebene des Energiesystems korrespondiert im staatlichen Mehrebenensystem bzw. – formuliert mit Bezug zur institutionellen Realität – im föderalen System der Bundesrepublik Deutschland grundsätzlich der Bund. Auf der dezentralen Ebene, die im Energiesystem vielfach nicht eindeutig „nach oben“ abgrenzbar ist, kann mit Bezug zum staatlichen Mehrebenensystem bzw. zum föderalen System die kommunale Ebene als grundsätzlich geeignet angesehen werden, dezentral zugeordnete Aufgaben wahrzunehmen. Dabei bestehen jedoch im föderalen System der Bundesrepublik in den einzelnen (Bundes-)Ländern mehrere (Standard-)Optionen, wie bzw. wo Aufgaben auf der kommunalen Ebene angesiedelt werden können. In Betracht kommen insbesondere die Gemeinden, die aus mehreren Gemeinden bestehenden Gemeindeverbände oder die (Land-)Kreise und kreisfreien Städte. Als mittlere Ebene des föderalen Systems können die Bundesländer und dabei insbesondere die (nicht die Stadtstaaten umfassenden) Flächenländer angesehen werden. Dabei können bei größeren Ländern ggf. auch noch Regierungsbezirke oder anderweitig definierte Regionen als „institutionelles Gegenüber“ zu einer mittleren Ebene des Energiesystems angesehen werden. Im staatlichen Mehrebenensystem ist auf der europäischen Ebene die Europäische Union verortet.

Weitere in dieser Studie (explizit) nicht betrachtete Elemente bzw. Aspekte des Energiesystems

Diverse Elemente und Aspekte des Energiesystems in Deutschland sind vorstehend nicht angesprochen worden und werden damit einhergehend in dieser Studie grundsätzlich auch nicht bzw. allenfalls am Rande thematisiert. Dies gilt insbesondere auch für spezielle Infrastrukturen für die klimaneutrale Transformation des Verkehrssektors, wie beispielsweise Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und Oberleitungen für den Güterverkehr auf Fernstraßen. Weiterhin sind beispielsweise die Flächen, die zur Errichtung von Windenergieanlagen erforderlich sind und deren Verfügbarkeit eine wichtige Voraussetzung für den Ausbau der Windenergie darstellt, nicht Teil der Untersuchungen in dieser Studie. Zudem werden Fragen des Imports von Energie nur am Rande und mit Bezug zu einzelnen Aspekten betrachtet.

3 Themengebiet A: Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturen

In diesem Kapitel werden Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturen im Kontext der Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität untersucht, was das im einleitenden Kapitel 1 definierte Themengebiet A adressiert. Dabei werden unter Planungsregimen institutionelle Lösungen verstanden, die den Rahmen für die Fällung von Investitionsentscheidungen bilden. Zentrale Elemente von Finanzierungsregimen sind Einnahmequellen, Entscheidungen über die und Wege zur Kapitalaufnahme für die Investitionsfinanzierung sowie institutionelle Lösungen, die den Rahmen für die Entscheidung über die Zuweisung von Finanzmitteln für bestimmte Ausgabenzwecke bilden. Staatlich (z. B. durch die Festlegung von Abgabenhöhen) beeinflusste Preise können einerseits Investitionsentscheidungen beeinflussen und somit Planungsregimen zuzurechnen sein und andererseits mit Einnahmequellen im Rahmen von Finanzierungsregimen korrespondieren. Eine weitere Verbindung zwischen Planungs- und Finanzierungsregimen besteht, weil die (zumindest finale) Fällung von Investitionsentscheidungen die Verfügungsgewalt über Finanzmittel erfordert.

Da das Themengebiet A sehr umfangreich ist, erfolgt in diesem Kapitel eine Fokussierung auf grundsätzliche Fragen und thematische Bereiche, bei denen ein größerer Reformbedarf denkbar erscheint, um die Transformation des Energiesystems erfolgreich (insbesondere im Sinne von effektiv und effizient) bewältigen zu können. Neben den Energienetzen, also den Energieinfrastrukturen i. e. S., erfolgt eine Berücksichtigung der weiteren Infrastrukturanlagen des Energiesystems und dabei insbesondere der Umwandlungsanlagen (wie Kraftwerke und Elektrolyseure) und der Speicher (z. B. für Strom oder Gas). Der Fokus liegt dabei auf den Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems. Zum Teil wird zudem aber auch auf die zu den Energieinfrastrukturen komplementären Anlagen im Bereich der Energienachfrager eingegangen.

Die Eignung der in diesem Kapitel betrachteten Planungsregime für das Energiesystem bzw. einzelne Bereiche des Energiesystems wird maßgeblich durch technisch-systemische Eigenschaften des jeweiligen Planungsgebiets beeinflusst. Im Falle von Planungsregimen, die die Auswahl zwischen verschiedenen grundsätzlichen technisch-systemischen Alternativen betreffen, sind deren jeweilige Eigenschaften bzw. deren Zusammenspiel von Relevanz. Dies betrifft nicht zuletzt auch Auswahlentscheidungen, die mit den verschiedenen Transformations-Szenarien für das Energiesystem in Verbindung stehen. In diesem Kontext können auch die Eigenschaften und die (relative) Eignung von Transformations-Szenarien, wie sie in den verschiedenen bereits im einleitenden Kapitel 1 erwähnten technisch-systemischen Studien analysiert werden, Einfluss darauf haben, wie Planungsregime ausgestaltet werden sollten. Insofern sind in diesen Studien gewisse Vorarbeiten für die im Rahmen des Themengebiets A in diesem Kapitel durchzuführenden Analysen enthalten.

Bei den Analysen zum Themengebiet A können grundsätzlich zwei Schritte unterschieden werden. In einem ersten Schritt wird eine insofern normativ-abstrakte (institutionen-)ökonomische Analyse durchgeführt, als dass gefragt wird, wie bei Abstraktion von Pfadabhängigkeiten Regelungsregime auszugestalten wären, mit denen die definierten Ziele effektiv und effizient erreicht werden. In einem zweiten Schritt wird dann zunächst kurz der Status quo betrachtet und bewertet. Anschließend werden

Reformempfehlungen abgeleitet, wie Regelungsregime im Bereich der Planung und Finanzierung anzupassen sind, um die Transformation des Energiesystems erfolgreich bewältigen zu können. Dabei erfolgen die (institutionen-)ökonomischen Analysen im engen Zusammenspiel mit den juristischen Analysen, bei denen ein Schwerpunkt darauf liegt, etwaige Sperrwirkungen des (der Ebene der einfachgesetzlichen Anpassungen übergeordneten) Verfassungsrechts sowie ergänzend auch des Unionsrechts zu identifizieren. Aufgrund der Größe des Themengebiets A ist es allerdings nicht durchgängig möglich, in der vorstehend geschilderten Weise vorzugehen bzw. die Analysen einheitlich in dieser Form darzustellen. Zum Teil stehen die normativ-ökonomischen Analysen im Vordergrund. Der Abgleich mit dem institutionellen Status quo erfolgt teilweise sehr kurz und / oder integriert mit den normativ-ökonomischen Analysen oder hat komplett zu entfallen, was insbesondere der Fall ist, wenn Planungsregime für erst zukünftig ggf. (infolge gewisser vorgelagerter Entscheidungen zur Transformation des Energiesystems) relevante technisch-systemische Konstellationen betrachtet werden. Infolge der Vielzahl der relevanten Rechtsfragen hat zudem teilweise eine Fokussierung auf die besonders relevanten potentiellen Sperrwirkungen des Verfassungsrechts zu erfolgen.

Mit Fragen der Eigentümerschaft von Unternehmen, denen die Zuständigkeit für die Realisierung von Investitionen in sowie die Betriebsführung und die Erhaltung von Energieinfrastrukturanlagen (dauerhaft oder zumindest sehr langfristig) übertragen ist, welche im Folgenden auch als „Infrastrukturbetreiber“ bezeichnet werden, wird in diesem Kapitel 3 wird wie folgt umgegangen: Annahmen zur Eigentümerschaft erfolgen grundsätzlich mit Bezug zu den derzeit zu beobachtenden Eigentumsverhältnissen und im Zweifelsfall wird von einer privaten Eigentümerschaft und einer auf Gewinnmaximierung (und nicht auf die Verfolgung öffentlicher Interessen) ausgerichteten Unternehmenssteuerung ausgegangen. Sofern die Analysen in diesem Abschnitt zeigen, dass Planungsentscheidungen oder sonstige Entscheidungen eine öffentliche Ausrichtung aufweisen (und somit nicht am Ziel der Gewinnmaximierung orientiert sein) sollten, folgt daraus dann im Regelfall, dass die entsprechenden Entscheidungen von einem öffentlichen bzw. öffentlich ausgerichteten Akteur zu fällen sind. Für die Kapazitätsplanung bedeutet dies, dass ein öffentliches Planungsregime vorliegt. Die Umsetzung dieser Entscheidungen erfolgt dann jedoch im Regelfall durch private (oder auch öffentliche, gewinnorientiert ausgerichtete) Infrastrukturbetreiber. Damit einhergehend besteht dann in gewisser Hinsicht eine Prinzipal-Agent-Beziehung zwischen dem öffentlichen Akteur und den gewinnorientiert ausgerichteten Infrastrukturbetreibern. Die Ausgestaltung dieser Beziehung und in diesem Zusammenhang auch Fragen bezüglich der Eigentümerschaft von mit Aufgaben der Umsetzung betrauten Unternehmen sowie Fragen zur Kapitalbereitstellung für Investitionsmaßnahmen im Rahmen der Umsetzung werden im anschließenden Kapitel 4 thematisiert.

Im Hinblick auf die Abgrenzung zwischen Unternehmen in privater und öffentlicher Eigentümerschaft wird sich in dieser Studie im Übrigen an der diesbezüglichen Definition von Beckers et al. (2014, S. 218–220) orientiert. Demnach liegt eine öffentliche Eigentümerschaft an Unternehmen grundsätzlich nur dann vor, wenn sich ein Unternehmen im Eigentum derjenigen öffentlichen Gebietskörperschaft befindet, die für die Wahrnehmung von Bereitstellungsaufgaben in dem jeweiligen Gebiet auch tatsächlich originär zuständig ist, sodass eine weitgehende Überschneidung zwischen den Nachfragern nach den Gütern und Leistungen des Unternehmens und der Wahlbevölkerung besteht. Demgegenüber umfassen Unternehmen in privater Eigentümerschaft zum einen private Unternehmen im engen Sinne, die

rein privaten Anteilseignern gehören, sowie zum anderen in einem weiteren Sinne auch solche Unternehmen, die sich im Eigentum „fremder“ Gebietskörperschaften befinden, wobei diesen ebenfalls ein vornehmlich gewinnorientiertes Verhalten unterstellt wird.

Nochmals hingewiesen sei auf die folgende Eingrenzung des Untersuchungsraums mit Bezug zu Planungsregimen für Infrastruktursysteme in dieser Studie: Entscheidungen zur Kapazitätsauslegung von Infrastrukturen haben grundsätzlich integriert mit Entscheidungen über die Regelungen zur Allokation der Infrastruktur in der Betriebsphase zu erfolgen, wenn effiziente Lösungen angestrebt werden. Allerdings können Allokationsregeln für Infrastrukturen (aus Zeit- und Ressourcengründen) in dieser Studie nicht bzw. nur am Rande betrachtet werden. Dies führt z. T. zu Einschränkungen hinsichtlich der Aussagekraft von in dieser Studie generierten Analyseergebnissen und weist wiederum auf zukünftigen Forschungsbedarf hin.

Dieses Kapitel ist wie folgt aufgebaut:

- In Abschnitt 3.1 werden einerseits die Gestaltungsbereiche und die wesentlichen Gestaltungsoptionen bei Planungs- und Finanzierungsregimen beschrieben sowie andererseits wesentliche institutionenökonomische Erkenntnisse zur Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen für (Energie-)Infrastrukturen weitgehend abstrakt, also i. d. R. ohne konkreten sektoralen Bezug, aufbereitet und vorgestellt. Dieser Abschnitt enthält damit wichtige Grundlagen, auf die bei den weiteren Analysen zurückgegriffen wird.
- In Abschnitt 3.2 erfolgen Analysen mit Bezug zu einer Systementwicklungsplanung und einer in diesem Zusammenhang abzuleitenden Systementwicklungsstrategie, die die Entwicklung des gesamten Energiesystems adressieren.
- In Abschnitt 3.3 wird die zentrale Ebene des Energiesystems betrachtet. Die Planungsregime für die zentrale Ebene haben dabei nicht nur die Anbindung der dezentralen (und ggf. einer zusätzlich separat definierten mittleren) Ebene über Netzinfrastrukturen, sondern z. T. auch in einer aggregierten Form die Energienachfrage und die (eher kleineren) Umwandlungsanlagen auf dezentraler Ebene zu berücksichtigen.

In einzelnen Abschnitten sind außerdem ergänzend Anhänge (und zwar konkret in Abschnitt 3.2.3 und Abschnitt 3.3.4) mit detaillierteren juristischen Ausführungen zu speziellen Themen enthalten.

3.1 Grundlagen

3.1.1 Gestaltungsbereiche und wesentliche Gestaltungsoptionen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen

Als eine wichtige Grundlage für die nachfolgenden Analysen zum Themengebiet A in diesem Kapitel 3 werden in diesem Abschnitt 3.1.1 zunächst die Gestaltungsbereiche und die wesentlichen Gestaltungsoptionen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen näher beschrieben. Während Abschnitt 3.1.1.1 den Bereich der (Kapazitäts-)Planung und die damit verbundenen Investitionsentscheidungen behandelt, werden in Abschnitt 3.1.1.2 Finanzierungsregime und deren Elemente betrachtet. In diesen beiden Abschnitten (3.1.1.1 und 3.1.1.2) sind zudem auch die (engen) Interdependenzen zwischen Planungs- und Finanzierungsregimen, die Beziehungen zu anderen

Gestaltungsbereichen sowie die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Entscheidungen innerhalb der Gestaltungsbereiche zu thematisieren.

3.1.1.1 (Kapazitäts-)Planung und Investitionsentscheidungen bezüglich Energieinfrastrukturen sowie deren Beziehung zu anderen Gestaltungsbereichen

KAPAZITÄTSPLANUNG ALS BEREITSTELLUNGSENTSCHEIDUNG

Im Rahmen der Bereitstellungsentscheidungen wird vom (zukünftigen) Anbieter eines Gutes festgelegt, was er den (potentiellen) Nachfragern anbietet. Die Besonderheiten von (physischen) Infrastrukturen berücksichtigend sind dabei – vereinfacht betrachtet – insbesondere die folgenden Bereitstellungsentscheidungen zu unterscheiden:

- ***Kapazitäts- und Qualitätswahl:*** Es ist darüber zu entscheiden, welche Kapazität eine Infrastrukturanlage aufweisen soll. Implizit sind dieser Entscheidung auch die Fragen zugeordnet, wo eine Infrastruktur errichtet und wie sie physisch mit komplementären Infrastrukturanlagen verbunden werden soll. Einhergehend mit der Kapazitätsentscheidung werden Entscheidungen zur Qualität getroffen, die hier in einem weiten Sinne verstanden wird und der daher auch Entscheidungen zu technischen Spezifikationen von Infrastrukturanlagen zugeordnet werden können. Auf Fragen der Qualitätswahl und damit auch der Festlegung technischer Spezifikationen wird in dieser Studie allerdings i. d. R. nicht explizit eingegangen. Es wird – sofern nicht anders explizit thematisiert – davon ausgegangen, dass Entscheidungen zur Kapazitätswahl von Infrastrukturanlagen und Investitionsentscheidungen gleichgesetzt werden können.
- ***Nutzungsregeln und in diesem Zusammenhang auch Preise:*** Wenn eine Infrastrukturanlage errichtet ist und zur Nutzung bereitsteht, determinieren die vom Anbieter erstellten Nutzungsregeln, zu welchen Konditionen und infolgedessen auch durch wen auf der Nachfrageseite die Infrastrukturanlage genutzt werden kann bzw. wird. Zu diesen Nutzungsregeln zählen auch Preise, die von Nutzern (und ggf. auch von potentiellen Nutzern) zu entrichten sind. Durch die Nutzungsregeln wird auch (i. d. R. eher indirekt) festgelegt, welche potentiellen Nachfrager das Recht zur Nutzung der Infrastrukturanlage erhalten und wie somit die Kapazitätsallokation erfolgt. In diesem Zusammenhang ist oftmals von erheblicher Relevanz, für welche Zeiträume Nutzern Nutzungs- bzw. Kapazitätsrechte (mehr oder weniger) verbindlich zugesprochen werden. Nutzungsregeln können in diesem Kontext im Übrigen auch als Vertriebselemente eingeordnet werden.

Während die Kapazitätswahl bzw. -entscheidung (und analog auch Entscheidungen zu bedeutsamen technischen Spezifikationen) bei Infrastrukturanlagen grundsätzlich vor deren Errichtung zu treffen sind, können Nutzungsregeln auch später festgelegt und dann – hier zunächst nur technische Restriktionen berücksichtigend – grundsätzlich unkompliziert variiert werden. Allerdings ist es auch möglich, Entscheidungen zur Kapazität und zu den Nutzungsregeln integriert (vor der Errichtung einer Infrastrukturanlage) zu fällen. Damit einhergehend ist dann zunächst die Frage zu beantworten, welche Gültigkeitsdauer die Entscheidung zu Nutzungsregeln haben soll. Ferner ist zu klären, wie vom Anbieter gegenüber der Nachfrageseite eine Zusicherung abgegeben werden kann, dass diese Entscheidung während der vorgesehenen Gültigkeitsdauer nicht in Frage gestellt und verändert wird. Wie im einleitenden Kapitel 1

schon erwähnt, werden Entscheidungen zu Nutzungsregeln im Allgemeinen und zur Kapazitätsallokation im Speziellen im Rahmen dieser Studie jedoch nicht vertieft betrachtet.

Beziehung zwischen der Kapazitätsplanung als Bereitstellungsentscheidung und der Leistungserstellung (zur Umsetzung der Bereitstellungsentscheidung)

Von der Kapazitätswahl als Bereitstellungsentscheidung sind Entscheidungen abzugrenzen, die der Umsetzung der Bereitstellungsentscheidung dienen und sich insofern auf die physische Verfügbarkeit einer Infrastrukturanlage beziehen. Als derartige Umsetzungsentscheidungen können idealtypisch zunächst Entscheidungen im Rahmen der (vorgelagerte Planungsleistungen implizit einschließenden) Errichtung der Infrastrukturanlagen angesehen werden. Ferner betrifft dies auch Entscheidungen zur Erhaltung und zur Betriebsführung bei (bereits errichteten) Infrastrukturanlagen. In diesem Zusammenhang kann also zwischen der Kapazitätswahl im Rahmen der Bereitstellung zum einen und der Leistungserstellung zum anderen, die der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen dient, unterschieden werden.[9]

Anzumerken ist, dass die Abgrenzung zwischen der Kapazitätswahl als Aufgabe der Bereitstellung und der Leistungserstellung nicht immer unproblematisch ist und auch von der Perspektive bzw. der Detailliertheit von Bereitstellungsentscheidungen abhängt. Beispielsweise kann es als Entscheidung im Rahmen der Kapazitätswahl eingeordnet werden, dass Energietransportkapazität von Punkt A zu Punkt B in einem gewissen Umfang errichtet wird. Im Rahmen der (der Umsetzung dieser Bereitstellungsentscheidung dienenden) Leistungserstellung könnte dann u. a. festgelegt werden, welcher Energieträger dabei genutzt wird und dementsprechend was für ein Infrastrukturnetz (aus-)gebaut werden soll und ob hierfür eine oder mehrere Transportleitungen errichtet werden sollen. Allerdings könnte die Bereitstellungsentscheidung auch detailliertere Vorgaben enthalten und sich insofern auf eine „tiefere Ebene“ beziehen, indem vorgegeben wird, für welchen Energieträger die Infrastruktur ausgebaut werden soll und dass hierfür konkret eine einzige Leitung zu errichten ist. Dann sind im Rahmen der Umsetzung dieser Bereitstellungsentscheidung und somit der Leistungserstellung nur noch entsprechend „tiefer liegende“ Entscheidungen zu treffen, die sich z. B. auf die konkrete Trassenführung beziehen könnten. Dies weist darauf hin, dass eine Einordnung von Entscheidungen im Rahmen der Kapazitätswahl als Bereitstellungsentscheidungen oder Entscheidungen der Leistungserstellung stets von der Betrachtungsperspektive bzw. der Ebene (des technischen Detailgrads) abhängt, von der aus die einzuordnen Entscheidungen betrachtet werden.

Während die Fragen der Detailliertheit von Bereitstellungsentscheidungen und somit der Ebene, auf der diese gefällt werden bzw. auf die sich diese beziehen, durchaus in diesem Kapitel 3 thematisiert werden, werden die im Falle der planerischen Fällung von Bereitstellungsentscheidungen durch einen öffentlichen Akteur auftretenden Fragen mit Bezug zur Ausgestaltung der Prinzipal-Agent-Beziehung zu einem

[9] Vgl. zur Differenzierung zwischen der Bereitstellung einerseits und der Leistungserstellung bzw. Produktion andererseits z. B. Ostrom / Schroeder / Wynne (1993, S. 73 ff.), Blankart (2008, S. 69 f.) und Klatt (2011, S. 30 ff.).

für die Leistungserstellung (und somit die Umsetzung dieser Bereitstellungsentscheidung) zuständigen Akteur überwiegend erst in Kapitel 4 betrachtet.[10]

RANDLÖSUNGEN BEI PLANUNGSREGIMEN: PLANWIRTSCHAFT UND UNREGULIERTE MARKTWIRTSCHAFT

Als Planungsregime werden in dieser Studie institutionelle Lösungen verstanden, die den Rahmen für die Fällung von Kapazitäts- und damit einhergehend Investitionsentscheidungen bezüglich Infrastrukturanlagen bilden. Dabei bestehen die folgenden beiden idealtypischen Randlösungen für Planungsregime:

- ***Planwirtschaft mit einer zentralistischen, öffentlich ausgerichteten Entscheidungsfällung:*** Eine „planwirtschaftliche Entscheidungsfällung" erfolgt durch einen zentral zuständigen Akteur (im Sinne einer Person oder einer Organisation), dessen Handeln im Kontext einer Zuordnung zur öffentlichen Hand eine gesamtwirtschaftliche Ausrichtung aufweisen kann, wovon im Folgenden – sofern nicht anders angegeben – ausgegangen wird. Insofern liegt eine zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällung vor.[11] In diesem Zusammenhang werden im Folgenden planwirtschaftliche Regime zur Fällung von Bereitstellungs- bzw. insbesondere Kapazitätsentscheidungen auch als „öffentliche Planungsregime" (i. e. S.) bezeichnet.[12]
- ***Unregulierte Marktwirtschaft mit isolierten, einzelwirtschaftlich ausgerichteten Entscheidungsfällungen:*** Eine andere Randlösung ist ein – abgesehen von grundlegenden übergeordneten Regelungen zur allgemeinen Wirtschaftsordnung – weitgehend unreguliertes, „marktwirtschaftliches Planungsregime", in dem idealtypisch private, gewinnorientiert und somit einzelwirtschaftlich ausgerichtete Wirtschaftssubjekte die Investitionsentscheidungen und auch die weiteren Entscheidungen bezüglich des Güterangebots fällen und dabei in einem mehr oder weniger intensiven Wettbewerb stehen. Sie haben bei ihren Entscheidungen somit insbesondere das Verhalten ihrer Wettbewerber sowie auch die Reaktionen der (potentiellen) Nachfrager zu berücksichtigen. Implizit wird dabei – sofern nicht anders angegeben – davon ausgegangen, dass die privaten Wirtschaftssubjekte einem gewissen Wettbewerbsdruck unterliegen und somit über keine bzw. allenfalls über eine begrenzte Marktmacht verfügen. Für derartige Regime zur Fällung von Bereitstellungs- bzw. insbesondere Kapazitätsentscheidungen wird im Folgenden auch die Bezeichnung „unregulierte Marktwirtschaft" verwendet.

[10] In Kapitel 3 werden lediglich das Wissensmanagement betreffende Aspekte einer derartigen Prinzipal-Agent-Beziehung berücksichtigt.

[11] Unabhängig von der in diesem Kontext getroffenen Annahme einer grundsätzlichen öffentlichen Ausrichtung ist zu beachten, dass im öffentlichen Bereich besondere Anreizkonstellationen vorliegen und polit-ökonomische Probleme auftreten können, die die letztliche Entscheidungsfällung im Rahmen solcher planwirtschaftlicher Regime beeinflussen (können). Dieser Aspekt wird in Abschnitt 3.1.2.4 näher beleuchtet und im weiteren Verlauf der Studie berücksichtigt.

[12] Öffentlichen Planungsregimen i. w. S. können darüber hinaus auch noch zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällungen bezüglich des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns zugerechnet werden, welche nachfolgend noch näher thematisiert werden. Wenn im Folgenden (verkürzt) nur von „öffentlichen Planungsregimen" die Rede ist, wird allerdings i. d. R. – sofern nicht anders angegeben – auf öffentliche Planungsregime i. e. S. abgestellt.

AUSGESTALTUNGSFRAGEN BEI ÖFFENTLICHEN PLANUNGSREGIMEN I. E. S. (UND SOMIT BEI ZENTRALISTISCHEN, ÖFFENTLICH AUSGERICHTETEN ENTSCHEIDUNGSFÄLLUNGEN BEZÜGLICH KAPAZITÄTEN)

Zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällungen hinsichtlich der Infrastrukturkapazität können auf sehr unterschiedliche Arten erfolgen. Insbesondere sind die folgenden Gestaltungsfragen bei öffentlichen Planungsregimen von Relevanz:

- ***Umfang politischer Selbstbindung:*** Staatliche Entscheidungen können – von einer Entscheidungsfällung durch Gerichte im öffentlich-rechtlichen Regelungsbereich hier abstrahierend – in einer Demokratie durch die Legislative oder durch die Exekutive gefällt werden. Eine exekutive Entscheidungsfällung kann auf eine rein fachliche Weise erfolgen und hat sich dann nach übergeordneten rechtlichen Vorgaben zu richten. Unter Umständen kann der übergeordnete Rechtsrahmen aber auch einen eher breiten Entscheidungsspielraum eröffnen, innerhalb dessen eine politisch ausgewählte Spitze der Exekutive eine Entscheidung fällt. Je nachdem wie direkt ein Parlament oder eine politische Spitze der Exekutive in eine Entscheidungsfällung involviert ist, liegt eine mehr oder wenige hohe politische Selbstbindung bei einer Entscheidungsfällung im Einzelfall vor. Bei parlamentarischen Abstimmungen können zudem unterschiedlich hohe Anforderungen an Zustimmungsquoten zu Unterschieden bei der politischen Selbstbindung führen. Beispielsweise erfordern Grundgesetzänderungen in der Bundesrepublik Deutschland Zweidrittelmehrheiten in Bundestag und Bundesrat, sodass Verfassungsregeln zu einer recht hohen politischen Selbstbindung führen. Auf das Konzept, die Formen sowie Vor- und Nachteile einer politischen Selbstbindung wird in Abschnitt 3.1.2.4.1 noch näher eingegangen.
- ***Prozessvorgaben bei wiederkehrenden und (in etwa) gleichartigen Entscheidungsfällungen:*** Wenn im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes bestimmte Kapazitätsentscheidungen bezüglich Infrastrukturanlagen regelmäßig zu treffen sind, dann kann es sich anbieten, einen Standardprozess für die Vorbereitung und Fällung der Entscheidungen zu definieren. Beispielsweise ist mit der Netzentwicklungsplanung für die Stromübertragungsnetze gesetzlich ein derartiger Standardprozess definiert. In diesem Beispiel ist der Standardprozess einfachgesetzlich (in § 12a ff. EnWG) und damit auf derselben Normenebene definiert, auf der auch die finale Entscheidung bezüglich des Stromübertragungsnetzausbaus gefällt wird. Wenn Infrastrukturanlagen hingegen über den Bundeshaushalt finanziert werden und damit die Investitionsentscheidungen letztendlich im Rahmen der Haushaltsverabschiedung und somit auf der einfachgesetzlichen (Normen-)Ebene erfolgt, dann sind grundgesetzliche Vorgaben (in Art. 110 ff. GG) zu beachten, die auf einer höherrangigen Normenebene „verankert“ sind. In diesem Fall haben die Prozessvorgaben stärkere Bindungswirkungen und insofern liegt eine stärkere politische Selbstbindung bezüglich des Vorgehens nach dem definierten Standardprozess vor. Eine Bindung bezüglich des Planungs- und Entscheidungsprozesses durch Vorgaben auf einer höherrangigen Normenebene kann beispielsweise auch vorliegen, wenn einem Regulierer gesetzlich vorgegeben ist, wie er seine (zentralistischen, öffentlich ausgerichteten) Entscheidungen bezüglich Investitionen durch die regulierten Infrastrukturbetreiber zu fällen hat.
- ***Zuordnung von Entscheidungskompetenzen im staatlichen Mehrebenensystem:*** In einem staatlichen Mehrebenensystem stellt sich die Frage, welcher Ebene die Kompetenz für

zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällungen bezüglich der Kapazität bei bestimmten Energieinfrastrukturen zugeordnet wird. Denkbar ist auch, dass festgelegt wird, dass Ebenen bzw. Gebietskörperschaften verschiedener Ebenen bei der Entscheidungsfällung zusammenwirken (müssen) und insofern eine vertikale Koordination zu erfolgen hat. Auch ein Zusammenwirken von Gebietskörperschaften auf einer Ebene des Mehrebenensystems kann in Betracht gezogen werden, womit horizontale Koordinationsbedarfe adressiert werden können.

- ***Fachliche Vorbereitung von Entscheidungen und Wissensmanagement:*** Entscheidungsfällungen bezüglich Infrastrukturkapazitäten sollten bei einer zentralistischen, öffentlich ausgerichteten Entscheidungsfällung in geeigneter Weise fachlich vorbereitet werden.[13] In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie die zuständige öffentliche Stelle diese fachliche Vorbereitung durchführen und wie insofern das Wissensmanagement gestaltet sein sollte. Dabei ist zu thematisieren, ob und ggf. welches Wissen, das für eine Entscheidungsfällung von Relevanz ist, bei anderen Akteuren vorliegt, ob eine Übertragung derartigen Wissens aufgrund seiner Charakteristika möglich und sinnvoll ist sowie ob eine derartige Übertragung ggf. auch effektiv und effizient durch Vorgaben der öffentlichen Stelle an die entsprechenden Akteure erreicht werden kann. Letzteres stellt insbesondere dann eine besondere Herausforderung dar, wenn diese Akteure kein Interesse an einer Weitergabe ihres Wissens haben. Besondere Fragen bezüglich der fachlichen Vorbereitung von Entscheidungen stellen sich, wenn Politiker/-innen im Allgemeinen und die Legislative im Speziellen für die Entscheidungsfällung zuständig sind. Unter Berücksichtigung der Zeit- und weiteren Ressourcenrestriktionen, denen Politiker/-innen unterliegen, kann es sehr bedeutsam sein, dass von der öffentlichen Verwaltung fachliche Aufbereitungen zu relevanten Entscheidungsalternativen erfolgen, die den Politikern/-innen zur Verfügung gestellt werden. Hierbei ist jedoch wiederum zu berücksichtigen, dass eine Prinzipal-Agent-Beziehung zwischen den für die Entscheidungsfällung zuständigen Politikern/-innen und der für die fachliche Aufbereitung zuständigen Exekutive besteht.

Zentralistische, öffentlich ausgerichtete Entscheidungen bezüglich des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns bei Zwischenlösungen zwischen Planwirtschaft und unregulierter Marktwirtschaft

Zwischen einer unregulierten Marktwirtschaft und einer Planwirtschaft als Randlösungen für Planungsregime, die (auch) für Energieinfrastrukturen in Frage kommen, sind eine Vielzahl von (Zwischen-)Lösungen möglich, bei denen durch den Staat planerisch Regeln festgelegt (und somit Regeln „geplant“) bzw. Institutionen definiert werden, die dann das Handeln der einzelnen Wirtschaftssubjekte (und dabei vor allem der privaten Unternehmen) beeinflussen, was auch als „Marktdesign“ oder „institutionelles Sektordesign“ bzw. (verkürzt) als „Sektordesign“ bezeichnet wird. Derartige Zwischenlösungen können damit im Übrigen auch öffentlichen Planungsregimen i. w. S. zugerechnet werden.[14] Hierbei erfolgen –

[13] Im Übrigen gilt dies natürlich in analoger Weise auch für private Unternehmen, die in einer unregulierten Marktwirtschaft für Investitionsentscheidungen zuständig sind.

[14] Wenn im Folgenden (verkürzt) nur von „öffentlichen Planungsregimen“ die Rede ist, wird allerdings i. d. R. – sofern nicht anders angegeben – auf öffentliche Planungsregime i. e. S. Bezug genommen.

genau wie im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes i. e. S. – zentralistisch öffentlich ausgerichtete Entscheidungsfällungen. Allerdings beziehen sich diese anders als bei öffentlichen Planungsregimen i. e. S. nicht unmittelbar und vollumfänglich auf technisch-systemische Sachverhalte, sondern vornehmlich auf das Markt- bzw. das institutionelle Sektordesign, in dessen Rahmen dann wiederum einzelne (private) Wirtschaftssubjekte Entscheidungen fällen. Derartige Zwischenlösungen, die empirisch eine sehr hohe Relevanz aufweisen, können eine Vielzahl von Formen annehmen. Damit einhergehend gibt es sehr viele Ausgestaltungsfragen und -optionen für diese Zwischenlösungen, durch die festgelegt bzw. beeinflusst wird, was durch wen angeboten (und nachgefragt) wird. Dabei können sich die (Bereitstellungs-)Entscheidungen sowohl auf die Kapazitätserrichtung als auch -nutzung beziehen.

Der institutionelle Rahmen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen an Land in Deutschland stellt ein Beispiel für eine derartige Zwischenlösung dar. Auch die Beeinflussung von absoluten Preisen und relativen Preisen, die von Nachfragern zu zahlen sind, können als derartige Zwischenlösungen eingeordnet werden. Dies kann z. B. die Etablierung von Verbrauchssteuern wie der Stromsteuer oder die Ausgestaltung von Umlagesystemen zur Abdeckung von Fixkosten im Bereich der Energieinfrastrukturen betreffen, was (erneut) auf Interdependenzen zwischen Planungs- und Finanzierungsregimen verweist.

Die thematisierten Zwischenlösungen sind zudem von Bedeutung an der Schnittstelle von planwirtschaftlichen zu marktwirtschaftlichen Entscheidungsfällungen. Sie gestalten dabei den Übergang zwischen diesen beiden Bereichen und können auch insofern als „Zwischenlösungen“ angesehen werden.

Konzeption des (Systemgut-)Angebots bei komplementären Gütern in einer unregulierten Marktwirtschaft sowie in einer Planwirtschaft

Häufig kann sich erst durch die gemeinsame Nutzung komplementärer Güter, die auch als Elemente eines übergeordneten „Systemguts“ angesehen werden können und als „Einzelgüter“ bezeichnet werden können, für Nachfrager ein Nutzen ergeben.[15] Sofern man ein Stromnetz und Strom als getrennte und getrennt nachzufragende (Einzel-)Güter ansieht, zeigt dieses Beispiel die Relevanz der gemeinsamen und abgestimmten Nachfrage nach komplementären Gütern. Wenn im Rahmen eines planwirtschaftlichen Regimes über die Bereitstellung komplementärer Güter entschieden wird, dann besteht die Möglichkeit, die Komplementarität der Güter explizit bei der Konzeption des Angebots zu berücksichtigen. In einer unregulierten Marktwirtschaft können zunächst einzelne Unternehmen ein integriertes Angebot (über die komplementären Güter hinweg) gestalten und diese insofern integriert vertreiben. Ferner ist z. B. denkbar, dass die Nachfrager sich die einzelnen Güter bei verschiedenen Anbietern beschaffen. Wenn über das Angebot eines Gutes planwirtschaftlich entschieden wird, ist zu berücksichtigen, dass das Planungsregime für ein zweites, komplementäres Gut den Nachfragern ermöglicht bzw. ermöglichen sollte, auf eine sinnvolle Weise Zugang zu beiden Gütern zu erhalten. Diese Beispiele weisen auf die besonderen Herausforderungen und Gestaltungsfragen hin, die bei Systemgütern im Allgemeinen vorliegen und dabei auch Planungsregime für diese betreffen.

[15] Vgl. grundlegend zum Begriff „Systemgut“ auch Beckers / Gizzi / Jäkel (2013) und Gizzi (2016).

3.1.1.2 Finanzierung: Einnahmequellen, Kapitalaufnahme und Regelrahmen zur Finanzmittelverwendung sowie die Beziehung zur (Kapazitäts-)Planung

ELEMENTE VON FINANZIERUNGSREGIMEN

Die Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen, also im Kontext von Energieinfrastrukturen vor allem die Errichtung, Erhaltung und der Betrieb der jeweiligen Infrastrukturanlagen, erfordert den Zugriff auf Ressourcen – und zwar nicht zuletzt auf finanzielle Ressourcen. Ein Kernelement von Finanzierungsregimen stellen daher zunächst Einnahmequellen dar, über die Finanzmittel erhoben werden. Des Weiteren kann eine Finanzierung von Ausgaben und speziell von Investitionen allerdings auch erfolgen, indem Finanzmittel am Kapitalmarkt aufgenommen werden, die aus zukünftigen Einnahmen zurückzuzahlen sind, was mit einer intertemporalen Lastenverschiebung einhergeht. Nicht zuletzt beinhalten Finanzierungsregime einen Regelrahmen für die Fällung von Ausgaben- und insofern auch Investitionsentscheidungen, durch den bestimmte Finanzmittel, die aus laufenden Einnahmen oder einer Verschuldung stammen können, auf Ausgabenbereiche verteilt werden. Dabei beziehen sich konkrete Finanzierungsregime auf einen bestimmten Ausgabenbereich, der bestimmte Arten von Investitionsmaßnahmen einschließt.

Die Frage der Kapitalaufnahme zur Investitionsfinanzierung tangiert im Übrigen nicht nur intertemporale Verteilungsaspekte, sondern steht auch mit den Fragen des Zusammenhangs zwischen Kapitalbereitstellung und Haftung, der Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung sowie der öffentlichen oder privaten Eigentümerschaft von Assets und von Unternehmen im Zusammenhang. Diese Fragestellungen sind in dieser Studie dem Themengebiet B zugeordnet, welches in Kapitel 4 behandelt wird.

MÖGLICHE FINANZIERUNGSREGIME IM RAHMEN MARKTWIRTSCHAFTLICHER UND ÖFFENTLICHER PLANUNGSREGIME

In einer unregulierten Marktwirtschaft haben die im Wettbewerb miteinander stehenden Unternehmen die Einnahmen, mit denen sie Investitionen finanzieren bzw. Schulden zurückzahlen, mit denen sie zuvor Investitionen finanziert haben, grundsätzlich bei ihren Nachfragern zu erzielen. Ein öffentliches Planungsregime für die Fällung von Kapazitätsentscheidungen hinsichtlich Energieinfrastrukturen kann hingegen prinzipiell mit verschieden gestalteten (öffentlichen) Finanzierungsregimen kombiniert werden, über die Ausgaben und dabei insbesondere Investitionen finanziert werden können. Diese ergeben sich aus Kombinationen von Ausgestaltungsentscheidungen bezüglich der drei (Kern-)Elemente von Finanzierungsregimen, also den Einnahmequellen, der Frage der Kapitalaufnahme sowie dem Regelrahmen für die Fällung von Ausgaben- und insofern auch Investitionsentscheidungen. Dabei existieren verschiedene Standard-Regelrahmen für die Fällung von Ausgabenentscheidungen, zu denen nicht zuletzt das Haushaltssystem zählt. Vielfach beinhalten derartige Standard-Regelrahmen auch Voreinstellungen bzw. Meta-Regeln bezüglich der Kapitalaufnahme, der Einnahmequellen, auf die zurückgegriffen wird bzw. werden kann, und der Verwendung von Einnahmen aus bestimmten Quellen für bestimmte Ausgabenzwecke. Beispielsweise können im Haushaltsystem Schuldenbremsen Beschränkungen zur Kreditfinanzierung von Ausgaben etablieren und das Non-Affektationsprinzip etabliert den Grundsatz,

dass Einnahmen nicht zweckgebunden sind.[16] Insofern besteht im Haushaltssystem eine politische Selbstbindung dahingehend, Einnahmen grundsätzlich nicht zweckgebunden zu verwenden.

Ein öffentliches Planungsregime für die Fällung von Kapazitätsentscheidungen hinsichtlich Energieinfrastrukturen ist jedoch nicht nur mit dem Haushaltssystem als Finanzierungsregime kombinierbar, sondern kann auch mit einer Infrastrukturfinanzierung durch ein (monopolistisches) Unternehmen verbunden werden, bei dem die Nutzer der Infrastruktur diese finanzieren, wobei durch Kapitalaufnahmen intertemporale Lastenverschiebungen möglich sind. Eine derartige Lösung kann auch als „haushaltsexterner Fonds" bezeichnet werden, der implizit mit einer politischen Selbstbindung einhergeht, die bei den Nutzern erhobenen Einnahmen für die Ausgaben einzusetzen, die zur Befriedigung von deren Nachfrage zu tätigen sind. Derartige haushaltsexterne Fonds können im Übrigen nicht nur in Unternehmens- und damit in privatrechtlicher Form, sondern auch als öffentlich-rechtliche Gesellschaften etabliert werden. Zwischenlösungen zwischen dem Haushaltssystem und einem haushaltsexternen Fonds sind haushaltsintegrierte Fondslösungen, die zum einen überjährige Fixierungen von Finanzmitteln sicherstellen und zum anderen – zumindest ist dies im deutschen Haushaltsrecht so vorgesehen – gewisse Einnahmezweckbindungen etablieren können. Aber auch diverse weitere Zwischenlösungen sind denkbar.

Verschiedene Finanzierungsregime, die mit einem öffentlichen Planungsregime hinsichtlich der Infrastrukturkapazität verbunden werden können, basieren darauf, dass Einnahmen unter Rückgriff auf – zumindest faktischen – staatlichen Zwang erhoben werden. Derartige Finanzierungsregime werden im Folgenden als „öffentliche Finanzierungsregime" bezeichnet. Dabei können zunächst Abgaben als Einnahmequellen dienen. Der übergeordnete (verfassungs-)rechtliche Rechtsrahmen in Deutschland sieht die folgenden Abgabearten vor, die im Rahmen öffentlicher Finanzierungsregime eine Rolle spielen können und deren Charakteristika hier nur sehr grob umrissen werden:

- ***Steuern:*** Steuern werden vom Staat erhoben, ohne dass Steuerzahler dafür eine Gegenleistung erhält, und fließen stets in das Haushaltssystem. Verbrauchssteuern bieten die Möglichkeit, dass speziell die Nachfrager eines Gutes steuerlich belastet werden und damit einhergehend der (absolute und relative) Preis des entsprechenden Gutes aus Sicht der Nachfrager erhöht wird.
- ***Gebühren und Beiträge als Vorzugslasten:*** Der staatlichen Erhebung von Gebühren und Beiträgen hat eine Gegenleistung gegenüberzustehen. Bei Gebühren wird diese Gegenleistung vom Gebührenzahler genutzt. Beiträge können hingegen auch dafür erhoben werden, dass eine Nutzungsoption besteht, auf die jedoch ggf. im Einzelfall Beitragszahler gar nicht zurückgreifen. Vorzugslasten stellen den Überbegriff für Gebühren und Beiträge dar.
- ***Sonderabgaben:*** Diesen Abgaben steht keine unmittelbare Gegenleistung gegenüber (insoweit vergleichbar mit der Steuer), das Aufkommen kann aber anders als das Steueraufkommen nicht für beliebige (Haushalts-)Zwecke verwendet werden, sondern muss für einen bestimmten Sachzweck bestimmt sein. Die Abgabepflichtigen müssen sich durch eine besondere „Nähe"

[16] Allerdings sind im deutschen Haushaltsrecht in einem engen Rahmen Einnahmezweckbindungen erlaubt.

zu diesem Sachzweck auszeichnen, aus der auch eine Finanzierungsverantwortung für diesen Sachzweck begründet werden kann. Die insoweit „homogene" Gruppe der Sonderabgabepflichtigen muss sich von der Allgemeinheit der Steuerzahler unterscheiden und das Sonderabgabenaufkommen muss „gruppennützig" verwendet werden.

Alle genannten Abgaben werden von staatlichen Stellen erhoben. Private Unternehmen können als „Verwaltungshelfer" bei der Abgabenerhebung unterstützend herangezogen werden, wobei die Verantwortung aber bei der die Abgabe erhebenden staatlichen oder kommunalen Stelle bleiben muss. Eine weitergehende Einschaltung Privater kann auf gesetzlicher Grundlage in Form der sog. Beleihung vorgesehen werden, die dem beliehenen Unternehmen die Funktion eines Verwaltungsträgers zuweist, der unter staatlicher Rechtsaufsicht stehen muss und auch parlamentarischer Kontrolle unterliegt (z. B. Erhebung einer streckenbezogenen Mautgebühr durch den privaten Betreiber nach § 2 Abs. 1 S. 1 Fernstraßenbauprivatfinanzierungsgesetz).

Neben den vorstehend genannten Abgabenarten können insbesondere in Wirtschaftsbereichen (und dabei nicht zuletzt in Infrastrukturbereichen), in denen Anbieter über Marktmacht und damit einhergehend über weitgehende Spielräume bei der Preissetzung verfügen, gemäß staatlicher Regelungen gesetzte und erhobene Preise Bestandteil von öffentlichen Finanzierungsregimen in einem weiteren Sinne sein. In derartigen Konstellationen bestehen für Nachfrager regelmäßig keine Möglichkeiten, einer Nachfrage nach dem entsprechenden Angebot und damit einer Zahlung der staatlich gesetzten Preise auszuweichen.[17] Im Unterschied zu den oben genannten Abgabenarten kann das Aufkommen aus diesen vertraglichen Entgelten auch nicht-staatlichen Einrichtungen zur Verfügung stehen. Allerdings unterliegen solche Entgelte wegen des faktischen Zwangs vergleichbaren Regeln wie die erwähnten Abgaben, die die öffentlichen Finanzierungsregime im engeren Sinne kennzeichnen. So sind diese vertraglichen Entgelte der zivilrechtlichen Billigkeitskontrolle am Maßstab des § 315 Abs. 3 BGB, der kartellrechtlichen Missbrauchskontrolle oder häufig auch einer Ex-ante-Regulierung durch Entgeltgenehmigungen unterworfen, die im Ergebnis zu ähnlichen Beschränkungen führen wie die für Abgaben (insbesondere Gebühren und Sonderabgaben) geltenden Anforderungen. Derartige staatlich gesetzte Preise können im Übrigen auch „Belastungen" enthalten, die der Erhebung von Einnahmen dienen, mit denen Fixkosten der Bereitstellung von (Erzeugungs-)Kapazitäten abgedeckt werden. Als Beispiel hierfür kann die so genannte EEG-Umlage angeführt werden. Die EEG-Umlage zeigt, dass auch im Wege der Regulierung privatrechtlicher Entgelte ein der Sonderabgabe vergleichbares Finanzierungsregime etabliert werden kann.[18] Auch hier gilt aber, dass – auch wenn die Anforderungen an Sonderabgaben nicht analog auf ein solches Regime angewendet werden – vergleichbare Anforderungen gelten.

[17] Ein faktischer Zwang in diesem Sinne kann insbesondere auch vorliegen, wenn Nachfrager aufgrund getätigter spezifischer Investitionen und hoher Wechselkosten an die Nutzung einer bestimmten Infrastruktur gebunden sind und daher der Einnahmeerhebung nicht sinnvoll entgehen können.

[18] Siehe dazu vertiefend Abschnitt 3.3.4.3.

ÖFFENTLICHE FINANZIERUNGSREGIME IM MEHREBENENSYSTEM

Darauf hinzuweisen ist, dass öffentliche Finanzierungsregime – genau wie (im vorangegangenen Abschnitt 3.1.1.1 angesprochene) öffentliche Planungsregime – auch mehrere Ebenen des staatlichen Mehrebenensystems überdecken und damit einhergehend Aufgaben der Finanzierung auf die verschiedenen Ebenen verteilt werden können. Aufgrund der Interdependenzen zwischen Planungs- und Finanzierungsregimen geht damit oftmals eine (zumindest gewisse) Aufteilung der Kompetenzen hinsichtlich der Fällung von Kapazitätsentscheidungen über die verschiedenen Ebenen hinweg einher.

3.1.2 Wesentliche institutionenökonomische Grundlagen

Folgend werden mit Bezug zu ausgewählten wesentlichen Fragestellungen, die im Laufe dieses Kapitels 3 betrachtet werden, grundlegende Erkenntnisse vorgestellt, die der Neuen Institutionenökonomik zuzurechnen sind bzw. mit deren Hilfe abgeleitet worden sind. Zunächst wird in Abschnitt 3.1.2.1 die Ausgestaltung von Institutionen für die Bereitstellung von Gütern im Allgemeinen und von Planungsregimen für Kapazitätsentscheidungen im Speziellen thematisiert, wobei dem Einfluss des Wissensstandes der öffentlichen Hand auf Ausgestaltungsentscheidungen eine besondere Bedeutung zukommt. In Abschnitt 3.1.2.2 wird auf die Rationalität eines integrierten Agierens eingegangen, welches mehrere zu fällende Entscheidungen im Bereich der (Kapazitäts-)Planung und Finanzierung einschließt. In Abschnitt 3.1.2.3 werden sodann wesentliche Fragestellungen mit Bezug zu öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen im Mehrebenensystem beleuchtet. In Abschnitt 3.1.2.4 wird auf die Ausgestaltung von öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen unter Berücksichtigung besonderer Anreizkonstellationen im öffentlichen Bereich eingegangen, die in demokratischen Staaten vorliegen. Abschließend wird in Abschnitt 3.1.2.5 die politische Durchsetzung von Reformen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen sowie die diesbezügliche Bedeutung von Normenebenen und Verteilungswirkungen thematisiert.

3.1.2.1 Design von Institutionen für die Bereitstellung von Gütern im Allgemeinen und von Planungsregimen im Speziellen unter besonderer Berücksichtigung von Wissensständen

3.1.2.1.1 Wissen als wesentlicher Einflussfaktor auf die Eignung einer Planwirtschaft und einer unregulierten Marktwirtschaft als Randlösungen für Planungsregime

In einer unregulierten Marktwirtschaft, in der Unternehmen in einem wettbewerblichen Kontext agieren, führt die Koordination der wirtschaftlichen Aktivität unter Nutzung des Preismechanismus gemäß den Aussagen (formaler mikro-)ökonomischer Modelle zu einer effizienten Ressourcenallokation und damit zu einer Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt bzw. des sog. sozialen Überschusses.[19] Auch wenn diese ökonomischen Modelle auf sehr vielen restriktiven und unrealistischen Annahmen basieren, dürften sie dennoch auf relevante Aspekte der Koordination in einer Marktwirtschaft und der Vorteile dieser Koordination hinweisen. Jensen / Meckling (1995), die dabei (Vor-)Arbeiten von Hayek (1945)

[19] Ausführliche Darstellungen des ökonomischen Standard-Modells der vollständigen Konkurrenz und von dessen wohlfahrtsökonomischen Eigenschaften bieten z. B. Stiglitz / Rosengard (2015, S. 66 ff.) und Fritsch (2018, Kap. 2).

aufgreifen, zeigen anhand einer einfachen Modellierung, dass über den Preismechanismus in einer Marktwirtschaft insbesondere auch Wissen effizient genutzt werden kann, während in einer Planwirtschaft das Problem bzw. die Herausforderung besteht, das für die zentrale Planung erforderliche Wissen bei dem zentralen Planer auch tatsächlich zu bündeln. Zu beachten ist dabei, dass bestimmtes Wissen regelmäßig dezentral im Wirtschaftssystem bei „irgendwelchen" Akteuren (wie z. B. Unternehmen) vorhanden ist; dann kann auch von „dezentralem Wissen i. e. S." gesprochen werden. Anderes Wissen hingegen liegt von der Natur der Sache her als „zentrales Wissen" vor, wie z. B. der öffentlich bekannte Forschungsstand zu einer bestimmten Fragestellung. Neben „irgendwo" im Wirtschaftssystem vorliegendem dezentralem Wissen i. e. S. (welches im Folgenden nur als „dezentrales Wissen" bezeichnet wird) kann sich dezentrales Wissen i. w. S. auch speziell auf örtliche Gegebenheiten beziehen und kann damit als „lokales Wissen" eingeordnet werden. Je nachdem, ob für bestimmte wirtschaftliche Aktivitäten zentrales, dezentrales oder lokales Wissen von Bedeutung ist, wird dies die relative Eignung der Randlösungen der Planwirtschaft und der unregulierten Marktwirtschaft für die Fällung von Bereitstellungsentscheidungen beeinflussen. Während das Erfordernis der Verfügung über vornehmlich zentrales Wissen tendenziell die Eignung eines planwirtschaftlichen Regimes erhöht, spricht eine hohe Bedeutung dezentralen Wissens grundsätzlich für eine marktwirtschaftliche Koordination.[20]

Ökonomische Erkenntnisse weisen allerdings auch auf (mögliche) Ineffizienzen einer Koordination der wirtschaftlichen Aktivitäten der Akteure in einem wettbewerblichen Kontext im Rahmen einer (unregulierten) Marktwirtschaft hin, worauf folgend noch in Abschnitt 3.1.2.1.4 genauer eingegangen wird. Bei der Beurteilung öffentlicher Planungsregime ist jenseits der Frage der Gewährleistung der Verfügbarkeit des erforderlichen Wissens beim öffentlichen Planer nicht zuletzt auch zu berücksichtigen, dass in einer Demokratie (aber – dann in anderer Weise – auch in anderen Gesellschaftssystemen) mit Bezug zu öffentlichen Planungsaktivitäten spezielle Anreiz- und Kontrollprobleme bestehen. Diese Probleme, die in Abschnitt 3.1.2.4 (und dort insbesondere in Abschnitt 3.1.2.4.1) noch thematisiert werden, stehen im Übrigen im Mittelpunkt so genannter polit-ökonomischer Betrachtungen, die dabei diverse Erkenntnisse der Prinzipal-Agent-Theorie berücksichtigen. Auch wenn die vorstehend aufgegriffenen Überlegungen von Hayek (1945) und Jensen / Meckling (1995) also keinesfalls ausreichen, um öffentliche und marktwirtschaftliche Planungsregime zu beurteilen, so zeigen sie dennoch an, dass es für die Eignung eines marktwirtschaftlichen und eines öffentlichen Planungsregimes im Einzelfall von herausgehobener Bedeutung ist, was für Wissen für die Fällung von Kapazitätsentscheidungen erforderlich ist und wer über dieses verfügt bzw. wie dieses aufgebaut werden könnte.

[20] Im Rahmen von staatlichen Mehrebenensystemen bietet sich die Option, Aufgaben der dezentralen Ebene zuzuordnen und so lokales Wissen einzubeziehen; dies wird in Abschnitt 3.1.2.3 explizit thematisiert.

3.1.2.1.2 Implikationen von Spezifität, Kontrahierbarkeit sowie Ressourcenverfügbarkeit auf die Gestaltung von Koordinationsbeziehungen in einer unregulierten Marktwirtschaft

Gestaltung von Koordinationsbeziehungen durch die Auswahl von Governance-Formen und die Bedeutung von Spezifität

In einer unregulierten Marktwirtschaft erfolgt in der Praxis keinesfalls sämtliche Koordination über den Preismechanismus auf wettbewerblichen Märkten. Vielmehr nutzen Unternehmen auch hierarchische (und damit in gewisser Hinsicht unternehmensinterne planwirtschaftliche) Steuerungsmöglichkeiten im Rahmen der vertikalen Integration von einzelnen Aufgaben, Aufgabenbündeln und ganzen Wertschöpfungsstufen. Dies adressiert die so genannte „Make-or-Buy"-Frage, zu deren Analyse die der Neuen Institutionenökonomik zuzuordnende Transaktionskostentheorie wertvolle Erkenntnisse beisteuert.[21] Die Transaktionskostentheorie verweist nicht zuletzt auf die Bedeutung der Spezifität von Investitionen, wenn es um die Entscheidung zwischen einer Eigenerstellung und einer Fremdvergabe sowie weiteren Zwischenlösungen geht, die auch als hybride Governance-Formen bezeichnet werden. Spezifische Investitionen können grundsätzlich bei einer Eigenerstellung besser abgesichert werden, während bei einer Nutzung wettbewerblicher Märkte erhöhte Transaktionskosten und / oder ein ineffizient geringes Niveau an spezifischen Investitionen zu erwarten sind.[22]

Verträge als hybride Governance-Form und die Relevanz von (Output- und Input-)Wissen für deren Eignung

Weitere institutionenökonomische Erkenntnisse, die auch in der Transaktionskostentheorie (allerdings z. T. eher implizit) berücksichtigt sind, jedoch detaillierter vor allem von der Prinzipal-Agent-Theorie adressiert werden, beleuchten im Kontext der Make-or-Buy-Frage die Relevanz der Kontrahierbarkeit von Aufgaben, für deren Erfüllung spezifische Investitionen zu tätigen sind.[23] Kontrahierbarkeit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass eine erfolgreiche Fremdvergabe im Rahmen einer vertraglichen Lösung grundsätzlich zu erwarten ist und insofern aus Auftraggebersicht ein (mehr oder weniger langfristiger) Vertrag eine geeignete (hybride) Governance-Form für die Gestaltung der Koordinationsbeziehung zu einem Auftragnehmer darstellt und damit eine sinnvolle Alternative zur Eigenerstellung bietet. Kontrahierbarkeit i. e. S. bezeichnet dabei ein (als erfolgsversprechend anzusehendes) Vorgehen, bei dem der Auftraggeber in seiner Leistungsbeschreibung die vom Auftragnehmer zu erbringende Leistung möglichst präzise – man kann auch „hart Output-orientiert" sagen – beschreibt und nach der Erbringung der Leistung deren Konformität mit der Leistungsbeschreibung durch Messung der relevanten Parameter (wie Quantität, Qualität etc.) ermitteln kann. Ist diese Konformität gegeben, ist vom Auftraggeber an den Auftragnehmer als Vergütung ein (grundsätzlich) vertraglich vereinbarter

[21] Die Transaktionskostentheorie wurde maßgeblich von Williamson (1971; 1975; 1979; 1985) unter Rückgriff auf grundlegende (Vor-)Arbeiten von u. a. Coase (1937; 1960) entwickelt.

[22] Vgl. z. B. Williamson (1971; 1985, S. 90 ff.) und Klein / Crawford / Alchian (1978, S. 299 ff.).

[23] Einen Überblick über die Prinzipal-Agent-Theorie, deren verschiedene Strömungen sowie deren Verbindungen zu verwandten Theoriegebieten bietet Eisenhardt (1989). Als wesentliche Beiträge, die der (positiven) Prinzipal-Agent-Theorie zugerechnet werden können und im Rahmen der nachfolgenden Ausführungen (implizit) aufgegriffen werden, sind u. a. Alchian / Demsetz (1972), Jensen / Meckling (1976) und Alchian / Woodward (1987) zu nennen. Ferner weisen auch einzelne Beiträge, die der Theorie unvollständiger Verträge zuzurechnen sind, wie etwa Hart (2003), einen Bezug zu den nachfolgenden Darstellungen auf.

Fixpreis zu bezahlen. Mit Bezug zu einem derartigen Vorgehen kann auch von einer („hart") „Output-orientierten Kontrahierung", einer („hart") „Output-orientierten Anreizsetzung" oder einem „harten Anreizregime" sowie – wenn dieses Vorgehen als erfolgsversprechend anzusehen ist – von einer („hart") „Output-orientierten Kontrahierbarkeit" gesprochen werden. Voraussetzung für eine derartige („hart") Output-orientierte Kontrahierbarkeit ist grundsätzlich erstens, dass der Auftraggeber über das Wissen verfügt, das zur Beschreibung und Messung des zu erbringenden Outputs erforderlich ist und das daher auch als „Output-Wissen" bezeichnet werden kann. Zweitens ist es bedeutsam, dass auch in Streitfällen zwischen Auftraggeber und Auftragnehmer entscheidende Dritte außerhalb der direkten Auftragsbeziehung, bei denen es sich i. d. R. insbesondere um Gerichte handelt, ebenfalls auf das entsprechende (Output-)Wissen zurückgreifen können, entweder indem sie dieses selber besitzen oder weil sie (auf eine erfolgsversprechende Weise) neutrale und entsprechend kompetente Experten hinzuziehen können.[24] Grundsätzlich ist in einem stabilen Umfeld und somit bei einer geringen Dynamik hinsichtlich Umweltveränderungen eher zu erwarten, dass eine Output-orientierte Anreizsetzung erfolgsversprechend und somit eine Output-orientierte Kontrahierbarkeit gegeben ist. Da bei langen Vertragslaufzeiten tendenziell mehr Dynamik bezüglich der zu erbringenden Leistungen vorliegen wird, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass bei kürzeren Vertragslaufzeiten eher eine Output-orientierte Kontrahierbarkeit vorliegen wird.

Bei einer „Monitoring-basierten Kontrahierung" wird hingegen vom Auftraggeber der vom Auftragnehmer zu erbringende Output nur eher grob (und somit in gewisser Hinsicht in „weicher" Form) beschrieben, während der Auftragnehmer aber zusichert, dass er über die Ressourcen für die während der Vertragsabwicklung vom Auftraggeber i.d.R. noch präzise(r) zu definierenden Leistungen verfügt und im Rahmen seiner (dem Auftraggeber bei Vertragsabschluss grundsätzlich bekannten bzw. zu erkennen gegebenen) Möglichkeiten effizient agieren und somit die vom Auftraggeber zu leistenden Vergütungszahlungen begrenzen wird. Bedeutsam für die erfolgreiche Abwicklung eines derartigen Vertragstyps ist zunächst, dass der Auftraggeber über das Wissen verfügt, um ein (erfolgreiches) Monitoring durchzuführen und dabei nachzuvollziehen, ob der Auftragnehmer während der Vertragsabwicklung effizient agiert und keine überhöht angegebenen Kosten in Rechnung stellt. Ferner muss dieses Wissen auch bei in Streitfällen relevanten Dritten, zu denen wiederum nicht zuletzt Gerichte zählen, vorhanden sein. Da sich dieses Wissen direkt auf die Art der Leistungserbringung bezieht, kann es auch als „Input-Wissen" bezeichnet werden. Sofern eine derartige Anreizsetzung, die auch als „Monitoring-basierte Anreizsetzung" oder als „weiches Anreizregime" bezeichnet werden kann, erfolgsversprechend erscheint, kann von einer „Monitoring-basierten Kontrahierbarkeit" gesprochen werden. Wenn eine „Output-orientierte Kontrahierbarkeit" und / oder „Monitoring-basierten Kontrahierbarkeit" gegeben ist, liegt mit Bezug zu der entsprechenden Aufgabe insgesamt eine „Kontrahierbarkeit i. w. S." vor, die verkürzt auch nur als „Kontrahierbarkeit" bezeichnet werden kann. Sofern eine Kontrahierbarkeit nicht gegeben ist, korrespondiert dies im Übrigen damit, dass (gewichtige) Kontrahierungsprobleme vorliegen.

[24] Die Frage, ob bzw. inwieweit ein derartiger Experteneinbezug gelingt, kann auch als Frage der Kontrahierbarkeit des Einbezugs des entsprechenden Wissens eingeordnet werden.

Sowohl Output- als auch Input-Wissen stehen direkt mit dem Güterangebot bzw. dessen Erstellung in Verbindung und können in diesem Zusammenhang auch als „technisch-systemisches Wissen" bezeichnet werden. Über dieses verfügen im Übrigen oftmals Ingenieure/-innen. Technisch-systemisches Wissen umfasst darüber hinaus aber auch Wissen über die Präferenzen auf der Nachfrageseite. Abzugrenzen vom technisch-systemischen Wissen ist „institutionelles Wissen", das sich auf die Ausgestaltung von Institutionen bezieht. Hierzu zählt nicht zuletzt Wissen über die geeignete Ausgestaltung von Governance-Formen, also z. B. Wissen über die Ausgestaltung einer Hierarchie, was u. a. Anreiz- und Kontrollsysteme in Organisationen wie Unternehmen betrifft, sowie Wissen über die Ausgestaltung von Verträgen. Derartiges Wissen entstammt regelmäßig den Bereichen der Neuen Institutionenökonomik und der Rechtswissenschaft. Vorstehend ist mit Output- und Input-Wissen nur das technisch-systemische Wissen (explizit) thematisiert worden, während (implizit) davon ausgegangen worden ist, dass institutionelles Wissen vorhanden und daher nicht entscheidungsrelevant ist; dies hat jedoch keinesfalls zwangsläufig so zu sein.

Bedeutung der Verfügbarkeit von Ressourcen und weiterer Aspekte für die Auswahl von Governance-Formen

Wissen stellt eine Ressource dar und deren Verfügbarkeit ist – wie vorstehend thematisiert – von Relevanz für die Eignung von (langfristigen) Verträgen als alternative Governance-Form zu einer Eigenerstellung und zu einer Nutzung von Märkten, auf denen die Koordination über den Preismechanismus erfolgt. Aber auch die Relevanz der Option der Eigenerstellung hängt daran, dass das hierfür erforderliche Wissen vorliegt bzw. zumindest kurzfristig aufgebaut werden kann.[25] Dabei ist (technisch-systemisches) Wissen erforderlich, dass eine eigene Durchführung der entsprechenden Aufgaben ermöglicht und insofern als Input-Wissen einzustufen ist. Allerdings ist Wissen keinesfalls die einzige Ressource, deren Verfügbarkeit bei verschiedenen Akteuren bei der Fällung von Make-or-Buy-Entscheidungen zu berücksichtigen ist. Auch Anlagegüter können von Relevanz sein. So entfällt für ein Unternehmen beispielsweise die Option einer Eigenerstellung, wenn es nicht über die Anlagegüter verfügt (und diese im Falle einer kurzfristig zu erbringenden Leistung auch nicht kurzfristig beschaffen kann), die für eine (eigenständige) Leistungserbringung erforderlich sind. Etablierte Zuliefer- und Abnahmebeziehungen können in diesem Zusammenhang ebenfalls als Ressource angesehen werden.[26] Nicht zuletzt kann die mit der Größe von Unternehmen (und auch anderen Organisationen) in Verbindung stehende Risikotragfähigkeit eine Ressource darstellen.

Ein weiterer für Unternehmen bei ihren Make-or-Buy-Entscheidungen relevanter Aspekt ist beispielsweise der übergeordnete institutionelle Rahmen, zu dem u. a. das Vertragsrecht im Allgemeinen und das Arbeitsrecht im Speziellen zählen. Dieser übergeordnete Rechtsrahmen kann (mehr oder weniger) dazu beitragen kann, die bei der Auswahl bestimmter Governance-Formen anfallenden

[25] Die Sichtweise, dass Wissen eine wesentliche Ressource von Unternehmen darstellt, die für die Erlangung von Wettbewerbsvorteilen und deren Möglichkeiten zum Wachstum entscheidend ist, vom sog. „Knowledge-based view" (KBV) betont, der einen speziellen Zweig des „Resource-based view" (RBV) und eine Strömung des strategischen Managements bildet. Vgl. zum „Knowledge-based view" z. B. Grant (1996).

[26] Die Bedeutung der Einbindung in ein Beziehungsnetzwerk für Unternehmen wird vor allem vom sog. „Relational view", einem weiteren Zweig des strategischen Managements, betont. Vgl. dazu Dyer / Singh (1998).

Transaktionskosten zu begrenzen. Auch die Struktur von Märkten und damit die Anzahl an potentiellen Vertragspartnern kann einen relevanten Einfluss auf Make-or-Buy-Entscheidungen haben. Wenn beispielsweise die Anzahl potentieller Vertragspartner begrenzt ist, dann besteht die Gefahr von Marktmacht auf der Seite der (potentiellen) Vertragspartner, was die Option der Eigenerstellung attraktiver werden lässt.

Entscheidungen bezüglich Governance-Formen als (weitere) unternehmerische (Kern-)Aufgabe in einer unregulierten Marktwirtschaft

Die vorstehenden Erläuterungen zur Ausgestaltung von Koordinationsbeziehungen und damit zur Auswahl von Governance-Formen in einer unregulierten Marktwirtschaft weisen darauf hin, dass sich Unternehmen im Wettbewerb keinesfalls nur durch technisch-systemische Entscheidungen voneinander differenzieren können, die sich letztendlich (eher direkt) auf die eingesetzten Ressourcen sowie produzierten und angebotenen Güter und Leistungen auswirken. Vielmehr wirken sich auch die unternehmerischen Entscheidungen bezüglich der Make-or-Buy-Frage auf deren Wettbewerbspositionen aus. Insofern führt der Wettbewerb in einer unregulierten Marktwirtschaft auch dazu, dass sich tendenziell die Unternehmen durchsetzen, die bei der Ausgestaltung dieses (Wettbewerbs-)Parameters erfolgreicher sind.

3.1.2.1.3 Gründe für ihre Etablierung und Tiefe einer Planwirtschaft bzw. öffentlicher Planungsregime sowie die Ausgestaltung des Übergangs zu einer eher marktwirtschaftlichen Koordination

Gründe für die Etablierung einer Planwirtschaft bzw. öffentlicher Planungsregime

Eine Planwirtschaft im Allgemeinen und öffentliche Planungsregime (i. e. S.) für die Fällung von Kapazitätsentscheidungen bei Infrastrukturen im Speziellen können erstens (im Vergleich zu den alternativen Optionen) eine vorteilhafte Governance-Formen darstellen, weil die öffentliche Hand über das erforderliche Wissen für die Wahrnehmung der entsprechenden Aufgaben verfügt oder dieses auf eine sinnvolle Weise aufbauen oder von externen Akteuren einbeziehen kann; ein Aufbau des entsprechenden Wissens durch im Wettbewerb zueinander stehende Unternehmen in einer unregulierten Marktwirtschaft wird in derartigen Konstellationen hingegen nicht in gleicher Weise gelingen. Dies ist – wie bereits in Abschnitt 3.1.2.1.1 angesprochen – insbesondere zu erwarten, wenn das entsprechende Wissen als zentrales Wissen einzuordnen ist, d. h. Eigenschaften aufweist, die eine zentrale Vorhaltung bzw. einen zentralen Aufbau erfordern. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn Entscheidungen zentral zu erfolgen haben bzw. erfolgen sollten, etwa weil ein einziges (und somit ein zwangsläufig zentrales) Infrastrukturnetz zu etablieren ist.

Zweitens können (mehr oder weniger umfangreiche) öffentliche Planungsaktivitäten sinnvoll sein, wenn relevante Ineffizienzen im Rahmen einer unregulierten Marktwirtschaft auftreten (würden), worauf in Abschnitt 3.1.2.1.4 noch eingegangen werden wird. In diesem Zusammenhang ist es auch denkbar, dass die öffentliche Hand ein öffentliches Planungsregime etabliert, um einem privaten Unternehmen, das sich eine hohe Marktmacht erlangt und damit einhergehend zentrales Wissen aufgebaut hat, Vorgaben bezüglich dessen Verhalten zu machen und insofern eine Regulierung zu etablieren. Hierfür muss sich die öffentliche Hand dann u. U. ebenfalls derartiges zentrales Wissen aneignen, was jedoch

ggf. in einem deutlich geringeren Ausmaß erfolgen kann (bzw. gelingt) als bei dem Unternehmen und auch mit der Art und Weise von dessen Regulierung zusammenhängt.[27]

Drittens ist es denkbar, dass anknüpfend an eine (aus einem der beiden vorstehenden Gründe) planwirtschaftliche Aufgabenwahrnehmung und Entscheidungsfällung gemäß den Erkenntnissen der Transaktionskostentheorie eine Eigenerstellung und somit eine hierarchische Koordination die adäquate Antwort auf die Make-or-Buy-Frage darstellt. Hierauf wird nachfolgend zunächst vertieft eingegangen.

Wissen als ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Tiefe einer Planwirtschaft und die Ausgestaltung von (Zwischen-)Lösungen für den Übergang zu einer eher marktwirtschaftlichen Koordination

Wenn bestimmte Bereitstellungsentscheidungen planwirtschaftlich gefällt werden, dann stellt sich zum einen die (vorstehend bereits skizzierte) Frage, inwieweit nachgelagerte Umsetzungs- bzw. auf „tieferen Ebenen“ liegende Bereitstellungsentscheidungen ebenfalls planwirtschaftlich gefällt werden sollten.[28] Zum anderen hat von der „untersten“ Ebene, auf der eine planwirtschaftliche Entscheidungsfällung stattfindet, ein Übergang zu nachgelagerten, eher marktwirtschaftlichen Planungsregimen zu erfolgen, was die Ausgestaltung von Zwischenlösungen und damit das Markt- bzw. institutionelle Sektordesign betrifft.

Die Ausdehnung einer planwirtschaftlichen Entscheidungsfällung auf tiefere Ebenen entspricht – von polit-ökonomischen Aspekten, die nachgelagert in Abschnitt 3.1.2.4 (und dort insbesondere in den Abschnitten 3.1.2.4.1 und 3.1.2.4.5) betrachtet werden, hier zunächst abstrahierend – grundsätzlich der Entscheidung eines Unternehmens, eine Eigenerstellung der Nutzung des Marktes oder von hybriden Governance-Formen (wie z. B. Vertragslösungen) vorzuziehen. In diesem Kontext ist es nicht verwunderlich, dass prinzipiell ähnliche Einflussfaktoren wie bei der unternehmerischen Entscheidung zur Make-or-Buy-Frage zu berücksichtigen sind. Dabei spielt zum einen eine wesentliche Rolle, ob die öffentliche Hand über das technisch-systemische Wissen verfügt, also das Wissen über die Präferenzen auf der Nachfrageseite und über die Angebotserstellung, um auch tiefer liegende (Bereitstellungs-)Entscheidungen (adäquat) beurteilen und (sinnvoll) fällen zu können. Zum anderen ist insbesondere zu berücksichtigen, inwieweit eine entsprechend weitergehende hierarchische (und nicht marktwirtschaftliche) Koordination dazu beiträgt, im Kontext spezifischer Investitionen Transaktionskosten zu verhindern bzw. zu reduzieren. Ferner können auch weitere Fragen der Ressourcenverfügbarkeit (jenseits der Verfügbarkeit von Wissen) eine Rolle spielen.

Der Übergang von einer planwirtschaftlichen Entscheidungsfällung zu einer eher marktwirtschaftlichen Koordination erfolgt i. d. R. über im Rahmen des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns gestaltete Zwischenlösungen. Durch diese Zwischenlösungen wird festgelegt bzw. zumindest beeinflusst, wer was nachfragt und / oder was in welchem Umfang und wie (damit einhergehend) angeboten wird. Dabei werden einzelne Entscheidungen im Rahmen der Bereitstellung von Gütern öffentlich bzw.

[27] Die Art und Weise der Regulierung derartiger marktmächtiger Unternehmen kann auch als Frage des Designs eines Regulierungsvertrages angesehen werden. Diese Thematik wird im Übrigen in Kapitel 4 noch angeschnitten.

[28] Zur Differenzierung zwischen Entscheidungen im Zuge der Bereitstellung zum einen und der Leistungserstellung, die der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen dient, zum anderen sowie Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen diesen beiden (Entscheidungs-)Bereichen im Kontext verschiedener Ebenen und Detailgrade, auf denen Bereitstellungsentscheidungen getroffen werden können, siehe Abschnitt 3.1.1.1.

planwirtschaftlich getroffen, was entsprechendes technisch-systemisches Wissen auf Seiten der öffentlichen Hand voraussetzt. Andere Entscheidungen ergeben sich (zumindest auch) aus den Reaktionen von (privaten) Wirtschaftssubjekten, wie etwa (potentiellen) Infrastrukturbetreibern oder auch den Nachfragern, auf die im Rahmen des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns durch den Staat planerisch festgelegten Regeln. Folglich ist – in gewissem Maße analog zur Gestaltung eines Vertrages als hybride Governance-Form für eine Koordinationsbeziehung aus Sicht eines Unternehmens – eine typische Gestaltungsfrage, die sich beim Markt- bzw. institutionellen Sektordesign vielfach stellt, in welchem Ausmaß auf Input-orientierte Vorgaben (wie Ge- oder Verbote) oder inwieweit auf Output-orientierte Anreizregime und damit eher „lenkende" Instrumente (wie z. B. staatlich beeinflusste Preise) zurückgegriffen wird.[29] Grundsätzlich sollten in diesem Zusammenhang Entscheidungen insbesondere dann umfangreicher durch die privaten Wirtschaftssubjekte gefällt werden, wenn Wissen dezentral vorliegt. Dies weist darauf hin, dass die Ressourcenverfügbarkeit einen wesentlichen Einflussfaktor bei der Gestaltung von solchen Zwischenlösungen darstellt.[30] Ferner sind auch die Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik zur Ausgestaltung von Institutionen und in diesem Zusammenhang auch zum Umgang mit spezifischen Investitionen zu berücksichtigen. Nicht zuletzt ist zu beachten, über welches institutionelle Wissen die für die zentralistische (und somit planwirtschaftliche) Entscheidungsfällung bezüglich des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns zuständige öffentliche Hand bzw. möglicherweise in ihrem Auftrag tätige Akteure verfügen.[31]

Spezielle Fragestellungen bei fehlendem oder zumindest selten erfolgendem Wettbewerb bei der Auswahl von Transaktionspartnern im Anschluss an planwirtschaftliche Bereitstellungsentscheidungen

Eine spezielle Konstellation liegt vor, wenn anknüpfend an planwirtschaftliche Bereitstellungsentscheidungen Transaktionspartner, die als private und somit gewinnorientierte Unternehmen agieren, nicht im Wettbewerb ausgewählt werden, sondern bereits – warum auch immer – feststehen. Derartige Konstellationen liegen z. T. bei der Regulierung unbefristet tätiger monopolistischer Infrastrukturbetreiber vor, die (mehr oder weniger weit- bzw. tiefgehende) öffentliche Vorgaben zur Bereitstellung zu berücksichtigen haben und anschließend in ihrem Verantwortungsbereich über die Art und Weise der Umsetzung dieser Vorgaben entscheiden können. Aus Sicht der öffentlichen Hand bezieht sich die Gestaltung einer Zwischenlösung dann (nur) auf das Design eines (Regulierungs-)Vertrages, bei dem institutionenökonomische Erkenntnisse zur Kontrahierung zu berücksichtigen sind. Hierbei ist die Tiefe und somit der Detaillierungsgrad öffentlicher Vorgaben eine wesentliche Fragestellung.[32]

---

[29] Weitere beispielhafte Gestaltungsfragen, die sich speziell beim Design von Output-orientierten Anreizregimen oftmals stellen, sind darüber hinaus, ob die Regeln sektor- bzw. technologiespezifisch oder -übergreifend gestaltet werden und ob sie direkt bei der Investition oder beim Betrieb von Assets ansetzen.

[30] In diesem Zusammenhang ist auf die grundsätzlich besonders ausgeprägte Risikotragfähigkeit der öffentlichen Hand und i. d. R. auch von (faktisch) im öffentlichen Auftrag tätigen Akteuren zu verweisen, welche auch eine Ressource darstellt.

[31] Dabei wird institutionelles Wissen hier in einem sehr weiten Sinne verstanden, das auch Wissen über Wettbewerbsprozesse und das Verhalten von Akteuren im Wettbewerb und somit industrieökonomisches Wissen einschließt.

[32] In diesem Kontext stellen sich im Übrigen auch Fragen der Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft bezüglich der in einem monopolistischen Bereich tätigen Infrastrukturunternehmen. Dies wird jedoch nicht in diesem Kapitel 3 betrachtet, sondern im anschließenden Kapitel 4 thematisiert.

Wenn im Zusammenhang mit hohen spezifischen Investitionen gewinnorientierte Infrastrukturbetreiber im Rahmen von Vertrags- und dabei auch Konzessionslösungen sehr langfristig mit Aufgaben der Infrastrukturbereitstellung betraut sind, dann kann dies der vorstehend thematisierten Konstellation sehr nahe kommen. Bei derartigen befristeten (Vertrags-)Lösungen stellt sich regelmäßig die Frage des Umgangs mit Anlagegütern, in die spezifisch investiert worden ist und die beim Vertragsende noch nutzbar sind bzw. sein könnten. In diesem Kontext können erhebliche Transaktionskosten anfallen, was als ein Nachteil davon anzusehen ist, dass (zumindest nach langen Zeitabständen) Wettbewerb erfolgen kann; allerdings können diesem Nachteil auch Vorteile von Wettbewerb entgegenstehen. Dieses Beispiel verweist auf die auch in vielen anderen Konstellationen vorliegenden Vor- und Nachteile von Wettbewerb und die im Rahmen des Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns bestehende Herausforderung, deren jeweilige Bedeutung im Einzelfall adäquat abzuschätzen. Im Zusammenspiel mit spezifischen Investitionen sind die Nachteile von Wettbewerbslösungen jedenfalls i. d. R. relativ groß.[33]

3.1.2.1.4 Im Rahmen einer unregulierten Marktwirtschaft auftretende Probleme als (möglicher) Anlass für (mehr oder weniger umfangreiche) öffentliche Eingriffe und die Bedeutung von öffentlicher Marktbeobachtung

Wenn im Rahmen einer unregulierten Marktwirtschaft Bereitstellungs- und dabei insbesondere auch Kapazitätsentscheidungen getroffen werden, nimmt die öffentliche Hand idealtypisch keinerlei aktive Rolle ein, sondern das (dezentrale) Wissen der involvierten Unternehmen ist Grundlage für die Entscheidungen darüber, was zu welchen Konditionen angeboten wird. Wenn das für die Fällung von Bereitstellungsentscheidungen erforderliche Wissen nicht als zentrales, sondern vielmehr als dezentrales Wissen einzuordnen ist, stellt eine unregulierte Marktwirtschaft regelmäßig die grundsätzlich geeignete Governance-Form dar.

Im Rahmen einer marktwirtschaftlichen Koordination können allerdings durchaus Probleme auftreten, die dazu führen, dass durch öffentliche Eingriffe Wohlfahrtsverbesserungen erreicht werden können. Skaleneffekte, die mit einer Subadditivität von Kosten einhergehen, können Ursache für derartige Probleme sein. Im Kontext spezifischer Investitionen können Größeneffekte bei den Aktivitäten der Akteure vorliegen, die ihre Positionen (und damit Investitionen) absichern wollen, was speziell den Schutz kleinerer Nachfrager (wie einzelner Haushalte und kleiner Unternehmen) betrifft, die ggf. größeren Vertragspartnern gegenüberstehen, die bei derartigen (als Transaktionskosten einzuordnen) Aktivitäten Größenvorteile realisieren und damit einhergehend relativ (markt-)mächtige Positionen einnehmen können. Auch externe Effekte im Kontext von Defiziten bei der Definition von Eigentumsrechten können zu derartigen Problemen führen und außerdem sind dann (Verteilungs-)Fragen bezüglich der Zuordnung

[33] Ein weiteres Beispiel dafür, dass anknüpfend an Bereitstellungsentscheidungen im Rahmen öffentlicher Planungsregime Transaktionspartner bereits feststehen, die für die Umsetzung dieser Entscheidungen verantwortlich sind, lässt sich im Bereich der privaten Haushalte bzw. Hauseigentümer finden. Sofern etwa innerhalb eines öffentlichen Planungsregimes bestimmte Entscheidungen zum (zukünftigen) Wärmekonzept in einem bestimmten Gebiet getroffen werden und damit einhergehend auch die Energieinfrastrukturnetze auf dezentraler Ebene angepasst werden (müssen), ergeben sich (nahezu) zwangsläufig Auswirkungen auf technisch-systemische Ausgestaltungsentscheidungen mit Bezug zu den Gebäuden, was sowohl die dort installierte Anlagentechnik als auch die Gebäudedämmung betreffen kann. Nicht zuletzt kann mit Bezug zum staatlichen Mehrebenensystem das Beispiel angeführt werden, dass im Rahmen von öffentlichen Planungsregimen auf zentraler Ebene gefällte Entscheidungen erfordern können, dass (Umsetzungs-)Maßnahmen auf „untergeordneten“ Ebenen des Energiesystems unter entsprechender Berücksichtigung dieser Entscheidungen vorgenommen werden.

von (Eigentums-)Rechten öffentlich bzw. politisch zu entscheiden. Ferner können beispielsweise im allgemeinen (Privat-)Rechtsrahmen bestehende, ex post greifende Haftungsverpflichtungen bzw. deren Durchsetzung in manchen Konstellationen mit erheblichen Transaktionskosten einhergehen, was die Vorteilhaftigkeit von öffentlich gestalteten, ex ante durchgeführten Prüfungs- und Genehmigungslösungen nahe legen kann.

Ob planwirtschaftliche Eingriffe bei derartigen (oder anderen als diesen beispielhaft aufgeführten) Problemen zu Wohlfahrtsverbesserungen führen, ist im Einzelfall – gemäß dem Grundgedanken des „Comparative Institution Approach" von Demsetz (1969) – im Rahmen vergleichender Analysen bezüglicher institutioneller Arrangements zu untersuchen.[34] Diese Analysen haben dann – wie bereits in den vorstehenden Abschnitten 3.1.2.1.1, 3.1.2.1.2 und 3.1.2.1.3 thematisiert – u. a. die Wissensstände der Akteure und dabei nicht zuletzt der öffentlichen Hand selbst zu thematisieren und berücksichtigen.[35] Die Ausgestaltung und dabei auch die Intensität der Eingriffe, die zur „Bekämpfung" der vorstehend thematisierten Probleme grundsätzlich in Betracht kommen, können sich dabei erheblich unterschieden. Im Extremfall können, ggf. nachdem die öffentliche Hand entsprechendes technisch-systemisches Wissen aufgebaut hat, sogar Übergänge zu einer umfassenden planwirtschaftlichen Bereitstellung vorteilhaft sein.

Im Kontext der Probleme, die in einer unregulierten Marktwirtschaft auftreten und die Frage öffentlicher Eingriffe aufkommen lassen können, erfolgt faktisch stets eine gewisse Beobachtung einzelner Bereiche und Märkte in einer unregulierten Marktwirtschaft durch die öffentliche Hand. Hierfür und für „Standard-Eingriffe" bei Vorliegen von „Standard-Problemen" ist vielfach bereits Vorsorge getroffen. Ein Beispiel stellen das Wettbewerbs- bzw. Kartellrecht und die Arbeit der Kartellbehörden dar.

Ein Spezialfall öffentlicher Marktbeobachtung liegt vor, wenn die öffentliche Hand selbst planwirtschaftlich agiert und Bereitstellungsentscheidungen trifft und eine (scheinbar) unregulierte Marktwirtschaft als Instrument ansieht, um (mehr oder weniger) effektiv eine Güterbereitstellung gemäß ihren Vorstellungen

---

[34] Zum Teil wird – Erkenntnisse einfacher formaler mikroökonomischer Modelle berücksichtigend – die Position vertreten, dass öffentliche Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen insbesondere (oder auch nur) dann erfolgen bzw. in Betracht gezogen werden sollten, wenn Marktmachtprobleme, externe Effekte oder Informationsasymmetrien vorliegen und in diesem Zusammenhang von einem „Marktversagen" gesprochen werden kann. Vgl. zu diesem Ansatz z. B. Fritsch (2018). Anzumerken ist dazu, dass mit dem „Marktversagens-Ansatz" eine durchaus geeignete grobe Daumenregel vorliegt, wann regulatorische Maßnahmen (i. w. S.) untersucht werden sollten. Allerdings kommt es dabei sehr auf das Ausmaß von Marktversagens-Tatbeständen an und selbst dann, wenn dies berücksichtigt wird, kann dieser Ansatz letztendlich doch lediglich als eine Daumenregel dafür angesehen werden, wann (u. a.) öffentliche Eingriffe in Betracht zu ziehen und genauer zu untersuchen sind. Vgl. in diesem Zusammenhang auch Zerbe / McCurdy (1999).

[35] Bei der Untersuchung der Alternative einer weitgehend unregulierten Marktwirtschaft hat somit zunächst einmal nicht in einem analogen Ausmaß wie bei der Betrachtung der Alternative einer Planwirtschaft eine Befassung mit Wissensständen und deren Veränderbarkeit bei den relevanten Akteuren (und dabei insbesondere bei den in den entsprechenden Wirtschaftsbereichen tätigen Unternehmen) zu erfolgen. Nichtsdestotrotz kann es auch mit Bezug zu einer (weitgehend) unregulierten Marktwirtschaft dann doch geboten sein, Wissensstände zu betrachten. Dies gilt speziell, wenn der Verdacht besteht, dass durch öffentliche Eingriffe in das Wirtschaftsgeschehen Ziele besser erreicht werden könnten als in einer weitgehend unregulierten Marktwirtschaft. In dieser Situation bietet sich vielfach eine Prognose der Wirkungen des fortgesetzten Nicht-Eingreifens zum einen und der Alternative des öffentlichen Eingreifens in die (bislang) weitgehend unregulierte Marktwirtschaft zum anderen an. Für die Prognose der Wirkungen des Nicht-Eingreifens sind dann Erkenntnisse über Markt- und Wettbewerbsprozesse erforderlich, welche insbesondere in der Industrieökonomik und der dieser zurechenbaren Netzwerkökonomik eine Rolle spielen. Insofern ist für die Analyse der Alternative des öffentlichen Nicht-Eingreifens in eine weitgehend unregulierte Marktwirtschaft ebenfalls institutionelles Wissen bzw. – enger formuliert – industrieökonomisches Wissen erforderlich.

zu erreichen. Damit einhergehend kann eine vorbereitende Planung von Maßnahmen sinnvoll sein, um das Bereitstellungsziel erreichen zu können, wenn dies ohne Markteingriffe nicht erreicht wird bzw. werden dürfte. Sofern die entsprechenden Bereitstellungsentscheidungen und insbesondere Kapazitätsentscheidungen dauerhaft öffentlich gefällt werden sollten, erscheint es allerdings fraglich, dass der vorstehend geschilderte Ansatz effektiv und effizient ist, bei dem die öffentliche Hand im Übrigen nicht nur umfangreich technisch-systemisches, sondern auch institutionelles Wissen aufzubauen hat. Dies gilt im Kontext der Erkenntnisse der Transaktionskostentheorie insbesondere dann, wenn spezifische Investitionen zu tätigen sind.

3.1.2.1.5 Fazit

Abschließend kann festgehalten werden, dass Wissensstände einen erheblichen Einfluss auf die (sinnvolle) Gestaltung von Institutionen für die Bereitstellung von Gütern haben. Dies gilt nicht zuletzt auch für die Ausgestaltung von Planungsregimen. Öffentliche Planungsregime eignen sich insbesondere, wenn zentrales (technisch-systemisches) Wissen und eine öffentliche Ausrichtung bedeutsam für die Fällung von Kapazitäts- und somit Investitionsentscheidungen sind. Marktwirtschaftliche Planungsregime ermöglichen den Einbezug dezentralen (technisch-systemischen) Wissens und sind daher grundsätzlich geeignet, wenn derartiges Wissen bedeutsam ist. Allerdings können in unregulierten Marktwirtschaften auch gewichtige Probleme auftreten und damit einhergehend kann ein (mehr oder weniger intensives) öffentliches Eingreifen vorteilhaft sein. Bei der Analyse der Fragen der Tiefe von öffentlichen Planungsregimen und der Ausgestaltung von (Zwischen-)Lösungen, die zwischen einem öffentlichen und einem marktwirtschaftlichen Planungsregime liegen, sind – genau wie bei der Entscheidung über die Ausgestaltung von Koordinationsbeziehungen in einem marktwirtschaftlichen Bereich – die Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik im Allgemeinen und der Transaktionskostentheorie im Speziellen von hoher Bedeutung. Zu berücksichtigen ist, dass auch das institutionellen Wissen von Akteuren bei der Entscheidung über Governance-Formen von Relevanz ist. Insbesondere bei der Ausgestaltung von (Zwischen-)Lösungen zwischen plan- und marktwirtschaftlichen Planungsregimen, die faktisch auch mit einer zentralistischen planerischen Aktivität verbunden ist, ist derartiges Wissen auf Seiten der öffentlichen Hand bedeutsam. Polit-ökonomische Aspekte bezüglich der Aktivitäten der öffentlichen Hand sind im Übrigen in diesem Abschnitt 3.1.2.1 ausgeklammert worden, werden jedoch im Abschnitt 3.1.2.4 (und dort insbesondere in den Abschnitten 3.1.2.4.1 und 3.1.2.4.5) noch thematisiert. Dies gilt ebenfalls für Fragen der (politischen) Durchsetzung von Beschlüssen bezüglich öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime, auf die in Abschnitt 3.1.2.5 noch eingegangen wird.

3.1.2.2 Rationalität für ein (gewisses) integriertes Agieren im Rahmen von Planungs- und Finanzierungsregimen sowie diesbezügliche Grenzen

3.1.2.2.1 Allgemeine Überlegungen mit besonderem Bezug zu Bereitstellungsentscheidungen und in diesem Zusammenhang auch Planungsregimen

Bei der Bereitstellung von (einzelnen) Gütern streben Unternehmen in einer unregulierten Marktwirtschaft grundsätzlich an, ihre (Bereitstellungs-)Entscheidungen bezüglich der verschiedenen relevanten Aufgabenbereiche integriert zu durchdenken. Hierzu gehören insbesondere Entscheidungen zur Forschung und Entwicklung, zur (Produktions-)Kapazität sowie zum Vertrieb und damit auch zur Bepreisung.

Bei komplementären (Einzel-)Gütern, die als Teil eines übergeordneten „Systemguts“ angesehen werden können, ist es für die Nachfrager bedeutsam, in einer abgestimmten und dabei möglichst optimierten Weise auf die einzelnen Güter zurückgreifen (und diese damit „nachfragen“) zu können.[36] Dies kann gewährleistet werden, indem ein Unternehmen als „Systemintegrator“ ein integriert durchdachtes Angebot bezüglich des Systemguts bzw. der einzelnen Güter, die zu diesem Systemgut gehören, verantwortet. Damit einhergehend bietet es sich an, dass ein Systemintegrator grundsätzlich auch die dauerhafte Verfügbarkeit der einzelnen Güter des Systemguts zu wirtschaftlichen Konditionen zusichert, die vorhersehbar sind. Ein derartiges Vorgehen wirkt sich positiv auf den Nutzen aus, den Nachfrager aus dem Konsum eines Gutes erlangen, und beeinflusst damit einhergehend die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager positiv. Deshalb haben Unternehmen einen Anreiz, Potentiale zur Nutzengenerierung aus integrierten Angeboten auszunutzen, um infolgedessen erhöhte Zahlungsbereitschaften abschöpfen zu können. Dieses integrierte Angebot erstreckt sich dann insbesondere sowohl über die verschiedenen Bereitstellungsentscheidungen bei einzelnen Gütern als auch über die verschiedenen einzelnen Güter eines übergeordneten Systemguts. Zu beachten ist, dass sich Potentiale zur Erhöhung der Nutzen bei den Konsumenten (und zur entsprechenden Erhöhung der Zahlungsbereitschaft) auch daraus ergeben können, dass die Bepreisung der einzelnen Elemente eines Systemguts integriert durchdacht wird, was die im (Folge-)Abschnitt 3.1.2.2.2 noch speziell adressierte Frage der integrierten bzw. systemischen Konzeption von Finanzierungsregimen betrifft.

Einzelne Güter eines Systemguts können allerdings auch von anderen Unternehmen als dem Systemintegrator (und insofern „externen Unternehmen“) angeboten werden oder sich ohnehin bereits im Besitz der Nachfrager befinden. Dies ist aus Sicht des Systemintegrators unkritisch, wenn erstens die technischen Schnittstellen bezüglich der Einbindung dieses (nicht vom Systemintegrator angebotenen) Gutes eine Einbindung in das Systemgut ermöglichen. Zweitens ist bedeutsam, dass dieses (Einzel-)Gut nicht von einem marktmächtigen (externen) Unternehmen angeboten wird, um Konflikte bei der Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft für das Systemgut zu verhindern, die dann „ungeschmälert“ weiterhin dem Systemintegrator zufließen können. Hierauf kann der Systemintegrator u. U. Einfluss nehmen, indem er „institutionelle Schnittstellen“ gestaltet, also Regeln aufstellt, die determinieren, zu welchen Konditionen externe Unternehmen und ihre Angebote in ein Systemgut integriert werden.

Beispiele für derartige Systemgüter sind etwa Computer oder Smartphones, die ein System aus Hardwarekomponenten, einem Betriebssystem, diverser Anwendungssoftware sowie möglicherweise weiteren Elementen bilden. Aber beispielsweise auch bei privaten Kraftfahrzeugen spielen derartige Überlegungen zu Systemgütern eine Rolle. So ist es für die (potentiellen) Käufer von Fahrzeugen nicht nur von Interesse, welche Eigenschaften und Kaufpreise bei Fahrzeugen vorliegen, sondern auch bedeutsam, wie das komplementäre Angebot an Werkstattleistungen (gerade auch in der Zukunft) verfügbar ist und wie es bepreist wird. Nicht zuletzt sind derartige übergreifend durchdachte Angebote auch im Bereich von Energieinfrastrukturen und der damit korrespondierenden Energieträger von Bedeutung. So werden Nachfrager im Falle der Entscheidung für spezifische Investitionen in Richtung eines bestimmten Energieträgers erwarten bzw. möglicherweise sogar voraussetzen, dass dieser im Kontext

[36] Vgl. Gizzi (2016, S. 93 f.).

der Auslegung der Energieinfrastrukturen zukünftig im erforderlichen Ausmaß verfügbar sein wird und die wirtschaftlichen Konditionen für die Nutzung – auch wenn sie (wie z. B. in der Vergangenheit und aktuell beim Heizölpreis zu beobachten) risikobehaftet sein sollten – doch in einem gewissen Ausmaß vorhersehbar sind und zukünftig vor allem keine Ausnutzung von (Markt-)Macht durch an der Bereitstellung des Systemguts beteiligte Akteure erfolgen wird bzw. kann. Umso besser diese Erwartungen erfüllt werden können, umso geringer werden Transaktionskosten ausfallen.

Zu beachten ist, dass ein Akteur die Rolle des Systemintegrators nur dann in einer geeigneten Weise wahrnehmen kann, wenn er über das technisch-systemische Wissen verfügt, das für die integrierte Konzeption des Systemguts erforderlich ist. Das Fehlen von Wissen oder auch anderen relevanten Ressourcen kann in diesem Kontext für einen Systemintegrator einen bedeutsamen Grund darstellen, die Bereitstellung eines der komplementären (Einzel-)Güter des Systemguts anderen Akteuren zu überlassen.

3.1.2.2.2 Potentiale für übergreifend optimierte Lösungen bei (bestimmten) öffentlichen Finanzierungsregimen

ZUM VERGLEICH: INTEGRIERT GESTALTETE BEPREISUNGSREGIME FÜR SYSTEMGÜTER BEI UNTERNEHMERISCHEN ANGEBOTEN IN EINER UNREGULIERTEN MARKTWIRTSCHAFT

Wenn ein Systemintegrator in einer unregulierten Marktwirtschaft ein Systemgut in einer integriert durchdachten Weise bereitstellt, bietet es sich an, dass er bei dessen Bepreisung bzw. bei der Bepreisung der einzelnen komplementären (Einzel-)Güter die jeweiligen Grenzkosten berücksichtigt. Insbesondere wenn bei einigen der komplementären Güter Grenzkosten in einer niedrigen Höhe vorliegen oder sogar keine Grenzkosten anfallen, besteht das Potential, durch die Struktur der Bepreisung über die verschiedenen komplementären Güter hinweg die Nachfrager und damit die Nachfrage insgesamt so zu lenken, dass sich hohe Nutzen ergeben, was wiederum die Grundlage dafür bietet, eine möglichst hohe Zahlungsbereitschaft abschöpfen zu können. In einer besonderen Weise kann es einem Systemintegrator gelingen, Nutzenverluste zu vermeiden, die vorliegen würden, wenn er im Falle einer relevanten Preiselastizität der Nachfrage bei einzelnen der komplementären Güter mit den Preisen nach oben hin von den Grenzkosten abweicht, indem er (direkte oder indirekte[37]) zeitbezogene Preiselemente einsetzt und damit einhergehend nach Möglichkeit auch langfristige Kundenbeziehungen etabliert. Allerdings können Restriktionen bei der Etablierung derartiger langfristiger Beziehungen, die z. B. kartellrechtlich bedingt sein können und im Hinblick auf Aspekte wie die Vermeidung der Entstehung von Marktmacht auch durchaus Vorteile aufweisen können, sowie kurzfristorientierte Wettbewerbsstrategien von Konkurrenten eine solche Bepreisungsstrategie erschweren oder sogar verhindern. Denkbar (und in der Praxis beobachtbar) ist auch, den Erwerb eines der komplementären Güter relativ hoch zu bepreisen und damit umfangreich Zahlungsbereitschaft für das Systemgut abzuschöpfen, dessen Nutzen sich für

[37] Eine indirekte zeitbezogene Bepreisung kann in Form einer „Eintrittsgebühr“ (für den Zugang zu einem System) erhoben werden. Eine solche Einmalzahlung hat insofern einen (indirekten) Zeitbezug, als dass sie auf eine erwartete Nutzungs- bzw. Lebensdauer „umgelegt“ werden kann.

die Nachfrager auch deshalb bzw. daraus ergibt, dass die Preise für andere komplementäre (Einzel-)Güter den Grenzkosten entsprechen oder zumindest nur geringfügig von diesen abweichen.[38]

(MÖGLICHE) ZIELE UND ZIELKONFLIKTE BEI DER BEPREISUNG UND EINNAHMEERHEBUNG IM RAHMEN VON (ÖFFENTLICHEN) FINANZIERUNGSREGIMEN

Bei der Gestaltung der Bepreisung und Einnahmeerhebung im Rahmen öffentlicher Finanzierungsregime werden regelmäßig identische bzw. zumindest ähnliche Ziele wie bei der Bepreisung von Systemgütern durch Unternehmen (als Systemintegratoren) in einer unregulierten Marktwirtschaft vorliegen. Zunächst sollte das Verhalten von Nachfragern unter Berücksichtigung der Grenzkosten beeinflusst und somit gelenkt werden.[39] Dabei ist zu berücksichtigen, dass – vereinfacht dargestellt – Entscheidungen der Nachfrager oftmals auf (mindestens) zwei Stufen erfolgen, was nicht zuletzt im Bereich der Energienutzung von Relevanz ist. Auf einer ersten Stufe erfolgt eine Investitionsentscheidung und daran anschließend werden auf einer zweiten Stufe fortlaufend Entscheidungen zur Nutzung der Kapazität getroffen, in die investiert worden ist. Insofern sind Lenkungswirkungen sowohl mit Bezug zu den Investitions- als auch den Nutzungsentscheidungen der Nachfrager von Relevanz. Ferner sind ausreichende Einnahmen zu erzielen, um die Ausgaben abzudecken, wobei durch Kreditaufnahmen gewisse intertemporale Verschiebungen möglich sein können. Eine Einnahmeerhebung wird mit Kosten einhergehen und es ist anzustreben, diese (Vertriebs-)Kosten zu begrenzen.

Darüber hinaus sollten im Kontext erfolgter spezifischer Investitionen entstandene Abhängigkeiten nicht ausgenutzt werden – nicht zuletzt im Hinblick auf die Reputation des für die Bepreisung verantwortlichen Akteurs, um Fehlanreize in dynamischer Hinsicht zu vermeiden. Dieser Aspekt dürfte von Unternehmen, die im Kontext von hohem Wettbewerbsdruck oder einer entsprechenden Eigentümersteuerung in einer unregulierten Marktwirtschaft eher kurzfristorientiert agieren, mitunter nicht oder nur begrenzt berücksichtigt werden, aber die öffentliche Hand sollte in jedem Fall (auch bei der Gestaltung von Finanzierungsregimen) langfristig ausgerichtet handeln. Anders als private Unternehmen wird die öffentliche Hand zudem auch distributive Aspekte berücksichtigen bzw. distributive Ziele verfolgen. Mit Bezug zu (Industrie-)Unternehmen als Nachfragebereich dürfte die öffentliche Hand in (annähernd) analoger Weise die Auswirkungen von Entscheidungen zur Bepreisung und Einnahmeerzielung auf Wettbewerbspositionen und in diesem Zusammenhang auch auf die Wettbewerbsfähigkeit von Branchen nicht ignorieren.

Die vorstehend aufgeführten (möglichen) Ziele konfligieren z. T. miteinander und können i. d. R. nicht alle vollumfänglich bei der Gestaltung von Finanzierungsregimen erreicht werden. Dies gilt in besonderer Weise, wenn Finanzierungsregime auf einzelne Güter bezogen werden, was in einer unregulierten

[38] Dass es für ein gewinnorientiertes Unternehmen, das zwei komplementäre Güter als Monopolist anbietet, sogar vorteilhaft sein kann, für eines der Güter einen Preis unterhalb der Grenzkosten zu verlangen, zeigen Davis / Murphy (2000) beispielhaft anhand einer einfachen Modellrechnung.

[39] Gewinnorientierte Unternehmen werden oftmals bei der Bereitstellung von Systemgütern bezüglich einzelner Güter ein Interesse haben, sich bei deren Bepreisung an den Grenzkosten zu orientieren, um einen hohen Wert der Nutzung des Systemguts bei den Nachfragern zu erzeugen. Die damit einhergehend vorliegende Zahlungsbereitschaft werden die Unternehmen jedoch anstreben, „irgendwo“ abzuschöpfen, was zur Folge hat, dass zumindest bei einem einzelnen der komplementären (Einzel-)Güter dann ein entsprechend hoher und von den Grenzkosten abweichender Preis erhoben wird.

Marktwirtschaft von erheblicher empirischer Relevanz ist. Im Rahmen des vorstehend thematisierten Angebots von Systemgütern durch Unternehmen in einer unregulierten Marktwirtschaft hingegen kann es u. U. gelingen, die genannten Ziele (insbesondere soweit diese für Unternehmen in einer unregulierten Marktwirtschaft relevant sind) alle zu einem recht hohen Grad zu erreichen.

Ein besonderes Potential zur relativ umfangreichen Erreichung sämtlicher der genannten Ziele bieten öffentliche Finanzierungsregime, die öffentlichen Zwang bei der Erhebung von Einnahmen erlauben. Dies gilt in besonderer Weise für das Haushaltssystem.

Vorteile und (potentielle) Nachteile bzw. Probleme des Haushaltssystems und die Frage der Gestaltung integrierter Bepreisungsansätze im Rahmen anderer öffentlicher Finanzierungsregime

Zwar bietet das Haushaltssystem das Potential, die vorstehend vorgestellten Ziele alle in einer relativ umfangreichen Weise zu erreichen, aber es geht auch mit möglichen Nachteilen bzw. Problemen einher. Zunächst können Probleme bei der politischen Durchsetzung von Einnahmeanpassungen und dabei vor allem Einnahmeerhöhungen vorliegen, wenn diejenigen, die zur Erzielung der angepassten (erhöhten) Einnahmen in einer anderen (höheren) Weise belastet werden, nicht auch die „Betroffenen" davon sind, dass in einer entsprechend angepassten Weise Mittel für die Bereitstellung bestimmter Güterangebote eingesetzt werden. Denn damit einhergehend wird es Verlierer von derartigen Anpassungs- und somit auch Einnahmen- bzw. Abgabenerhöhungsentscheidungen geben, welche gemäß polit-ökonomischer Überlegungen im politischen System Widerstand gegen entsprechende Entscheidungen ausüben werden.[40]

Ferner geht der (von bestimmten Möglichkeiten zur Zweckbindung von Einnahmen hier abstrahierend) im Haushaltssystem fehlende bzw. zumindest i. d. R. nicht zwangsläufig vorliegende Bezug zwischen (Abgaben-)Zahlern für eine Leistung und den Nutzern der entsprechenden Leistung mit der Gefahr einher, dass eine unzureichende Kontrolle der (Bereitstellungs-)Entscheidungen zum Mitteleinsatz und der daran anschließenden Entscheidungen zur Umsetzung dieser Entscheidungen erfolgen.[41] Der umfangreiche Regelrahmen bezüglich des Haushaltsregimes, der in Deutschland eine grundgesetzlich verankert ist und eine legislative sowie auch gesellschaftliche Kontrolle ermöglichen soll, ist als Instrument anzusehen, um derartigen Problemen entgegenzuwirken.

Aber auch in anderen öffentlichen Finanzierungsregimen gelten Regeln, die aus dem Grundgesetz abgeleitet und somit nicht einfach (über einfachgesetzliche Wege) „auszuhebeln" sind, welche Zahler von Abgaben oder auch von mit faktischem Zwang erhobenen, staatlich bestimmten Preisen bzw. Entgelten im Kontext der geschilderten Gefahr schützen sollen. Hierzu zählt z. B. das insbesondere bei der Erhebung von Vorzugslasten bedeutsame Prinzip der fiskalischen Äquivalenz, welches besagt, dass die

[40] Dementsprechend sehen z. B. Buchanan (1963) und Goetz (1968) einen wesentlichen Vorteil von Einnahmezweckbindungen gegenüber einer breiten Finanzierung von Ausgaben über das allgemeine Haushaltssystem auch darin, dass die Verwendung von Einnahmen eher in Einklang mit den Interessen derjenigen Akteure zu bringen ist, die für die Einnahmeerhebung herangezogen werden.

[41] Vgl. Hansjürgens (2001, S. 111 f.).

Nutzer einer Leistung auch diejenigen zu sein haben, die dafür zahlen.[42] Den engen verfassungsrechtlichen Möglichkeiten zur Erhebung von Sonderabgaben könnte auch vor diesem Hintergrund eine (institutionenökonomische) Rationalität zugesprochen werden. Mit derartigen Schutzmechanismen wie dem Prinzip der fiskalischen Äquivalenzprinzip können allerdings auch die Möglichkeiten eingeschränkt werden, die verschiedenen aufgeführten Ziele möglichst umfangreich gleichzeitig zu erreichen. Ob und inwieweit dies der Fall ist, hängt nicht zuletzt daran, welche Anforderungen bezüglich der systemischen Interdependenzen gestellt werden, die vorliegen müssen, um die (verfassungsrechtlichen) Vorgaben bezüglich des fiskalischen Äquivalenzprinzips als erfüllt ansehen zu können.

3.1.2.3 Öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime im Mehrebenensystem

3.1.2.3.1 Öffentliche Planungsregime im Mehrebenensystem

Lokales Wissen als Argument für eine dezentrale Aufgabenzuordnung und infolgedessen vorliegende Koordinationserfordernisse

Wenn Kapazitätsplanungen durch die öffentliche Hand vorgenommen werden und somit ein öffentliches Planungsregime vorliegt, gibt es in einem staatlichen Mehrebenensystem diverse Optionen, wie Kompetenzen auf die verschiedenen Ebenen aufgeteilt werden können. In diesem Zusammenhang wird in diesem Abschnitt vereinfachend von einem Zweiebenensystem ausgegangen, das eine zentrale und eine dezentrale Ebene umfasst. Wenn für eine adäquate Aufgabenwahrnehmung lokales Wissen besonders bedeutsam ist, dann ist dies grundsätzlich ein gewichtiges Argument dafür, die entsprechende Planungsaufgabe der dezentralen Ebene und somit den dortigen öffentlichen (Gebiets-)Einheiten zuzuordnen.[43] Wenn eine derartige dezentrale Aufgabenzuordnung umgesetzt wird, können allerdings Koordinationserfordernisse entstehen, die sich auf komplementäre Entscheidungen beziehen, die unterschiedliche Ebenen und Gebiete betreffen und für die damit einhergehend unterschiedliche öffentliche Einheiten zuständig sind. Dies weist im Übrigen darauf hin, dass die Frage des abgestimmten bzw. „integriert durchdachten“ Agierens im Mehrebenensystem als Spezialfall der Bereitstellung von Systemgütern angesehen werden kann.

Derartige Koordinationserfordernisse können zunächst in einer horizontalen Dimension zwischen Gebietseinheiten auf der dezentralen Ebene vorliegen, die identische, jedoch auf unterschiedliche Gebiete bezogene Entscheidungen zu fällen haben. Aber auch in einer vertikalen Dimension können Koordinationserfordernisse bestehen, wenn von der öffentlichen Einheit auf der zentralen Ebene Entscheidungen zu treffen sind, die komplementär zu den auf der dezentralen Ebene zu fällenden Entscheidungen sind. Als einfaches Beispiel hierfür kann die Abstimmung der Knotenpunkte zwischen von der zentralen Ebene bereitgestellten Fernstraßen und von den Einheiten auf der dezentralen Ebene bereitgestellten Kommunalstraßen angesehen werden. Verhandlungen können einen Mechanismus darstellen, um mit derartigen Koordinationserfordernissen umzugehen und zu einer abgestimmten Entscheidungsfindung

[42] Vgl. zum Prinzip der fiskalischen Äquivalenz z. B. Hansjürgens (2001, S. 32–38) und Nowotny / Zagler (2022, S. 198–200).

[43] Vgl. z. B. Oates (1972, S. 11 ff.; 1999, S. 1123) und Ostrom / Schroeder / Wynne (1993, S. 168 f.). Darüber hinaus kann auch die lokale Verfügbarkeit anderer für die Aufgabenwahrnehmung besonders bedeutsamer Ressourcen für eine dezentrale Aufgabenzuordnung sprechen.

zu kommen. Allerdings besteht durchaus die Gefahr, dass derartige Verhandlungen (in Einzelfällen und letztendlich dann ebenfalls bei einer Gesamtbetrachtung) mit recht hohen Transaktionskosten einhergehen. Alternativ kann auch die Zuordnung gewisser übergeordneter (und damit einhergehend i. d. R. vorgelagerter) Entscheidungskompetenzen an die zentrale Ebene ein Ansatz zum Umgang mit einem derartigen Koordinationserfordernis sein.

Zentrale Zuordnung von gewissen (übergeordneten bzw. vorgelagerten) Entscheidungskompetenzen als ein Weg zum Umgang mit Koordinationserfordernissen

Andere Koordinationserfordernisse können ebenfalls dafür sprechen, eine übergeordnete Zuordnung von Entscheidungskompetenzen an die zentrale Ebene in Betracht zu ziehen. In diesem Zusammenhang kann die Lösung der vorstehend bereits angesprochenen horizontalen Koordinationserfordernisse genannt werden. Ferner können u. U. indirekte Netzwerkeffekte realisiert werden, wenn Entscheidungen auf der dezentralen Ebene in einem gewissen Umfang einem einheitlichen Ansatz folgen, was durch zentrale Vorgaben und Interventionen sichergestellt werden kann. Nicht zuletzt ist auf die Konstellation hinzuweisen, in der von der dezentralen Ebene wahrgenommene (Bereitstellungs-)Aufgaben und somit die dort getroffenen Entscheidungen Auswirkungen auf bestimmte Zielvorgaben haben, die von der zentralen Ebene etabliert worden sind.

Eine derartige Konstellation liegt beispielsweise – nun den Bezug zu Energieinfrastrukturen herstellend – beim Zusammenspiel zwischen gewissen dezentralen Kompetenzen für die Bereitstellung von Energieinfrastrukturen und zentral etablierten Zielen bezüglich des Klimaschutzes vor. Denkbar wäre es, dieses Koordinationsproblem über einen Zertifikatehandel für Treibhausgasemissionen und somit über einen „marktwirtschaftlichen Ansatz“ zu lösen (bzw. dies auf diesem Weg anzustreben). Dieser Zertifikatehandel könnte in einen allgemeinen, d. h. für alle Wirtschaftssubjekte und -bereiche geltenden Zertifikatehandel eingebettet sein, aber auch ein Zertifikatehandel rein innerhalb des Bereichs der dezentralen Energieinfrastrukturen wäre denkbar.[44] Allerdings dürften bei einem derartigen Zertifikatehandel erhebliche Transaktionskosten anfallen, weil die Vorteilhaftigkeit der Entscheidungen der dezentralen Ebene dem (wohl erheblichen) Preisrisiko bezüglich dieser Zertifikate unterliegen würde. Denkbar (und wohl sogar wahrscheinlich) wäre, dass im Kontext dieser (drohenden) Transaktionskosten bzw. dieses Preisrisikos Investitionen nicht bzw. zumindest nicht ansatzweise im erforderlichen Ausmaß erfolgen würden und dieses Vorgehen damit (nicht nur ineffizient, sondern auch) ineffektiv wäre. Zu berücksichtigen wäre ferner, dass bestimmte Koordinationserfordernisse zwischen den Ebenen keinesfalls über einen derartigen Zertifikatehandel adressiert werden könnten, was insbesondere die Abstimmungen bezüglich der (physischen) Verkopplung von zentralen und dezentralen Energienetzen betrifft, sodass ohnehin auch andere Koordinationsformen zum Einsatz kommen müssen. Vor diesem Hintergrund kann die thematisierte Zuordnung gewisser übergeordneter bzw. vorgelagerter Entscheidungskompetenzen an die zentrale Ebene für die Bereitstellung von Gütern, die ansonsten im Verantwortungsbereich der dezentralen Ebene liegen, durchaus eine Rationalität aufweisen. Eine

[44] Bei einem derartigen Zertifikatehandel speziell für den Bereich der dezentralen Energieinfrastrukturen würden allerdings (eventuell kaum sinnvoll auflösbare) Abgrenzungsprobleme zu einem Zertifikatehandel für die restlichen Wirtschaftsbereiche vorliegen.

Voraussetzung dafür, dass dieser Ansatz (uneingeschränkt) erfolgreich (im Sinne von effektiv und effizient) sein kann, ist jedoch, dass auf der zentralen Ebene das technisch-systemische Wissen dafür vorliegt, die Einheiten auf der dezentralen Ebene durch geeignete (übergeordnete und vorgelagerte) Vorgaben in die jeweils „richtige“ Richtung zu dirigieren.[45]

Gestaltung der (Prinzipal-Agent-)Beziehung zwischen zentraler Ebene und dezentralen Einheiten bei übergeordneten bzw. vorgelagerten Entscheidungskompetenzen der zentralen Ebene und die Bedeutung von Wissen

Im Rahmen der Gestaltung der (Prinzipal-Agent-)Beziehung zwischen der zentralen Ebene, die aufgrund ihrer übergeordneten Kompetenzen als Prinzipal angesehen werden kann, und den dezentralen Einheiten, die dementsprechend als Agenten anzusehen sind, kann vorgesehen werden, dass die zentrale Ebene die Entscheidungsfällungen auf der dezentralen Ebene durch klare Vorgaben steuert.[46] Alternativ ist auch denkbar, dass die zentrale Ebene ein finanzielles Anreizregime etabliert, welches das Entscheidungsverhalten auf der dezentralen Ebene durch (mehr oder weniger umfangreiche) Zahlungen lenkt. Klare zentrale Vorgaben sind vor allem umsetzbar, wenn auf der zentralen Ebene das technisch-systemische Wissen vorliegt, um der dezentralen Ebene entsprechende Vorgaben zu machen. Durch ein finanzielles Anreizregime kann es gelingen, Wissensvorsprünge der dezentralen Einheiten bezüglich bestimmter Aspekte zu nutzen bzw. berücksichtigen, um z. B. zentral definierte Ziele auf eine über sämtliche dezentralen Einheiten hinweg nicht nur effektive, sondern auch effiziente Weise umzusetzen.

Ein sehr einfaches Beispiel für ein finanzielles Anreizregime stellt ein Bonus-Malus-Schema dar, mit dem die zentrale Ebene dezentrale Einheiten dafür belohnt bzw. bestraft, dass diese in einem über- oder unterdurchschnittlichen Umfang Klimaschutzmaßnahmen durchführen. Dies kann für die zentrale Ebene einen Weg darstellen mit einem Wissensdefizit hinsichtlich der lokalen Grenzkosten von Klimaschutzmaßnahmen umzugehen. Allerdings ist es für die Parametrierung dieses finanziellen Anreizregimes (und damit für die Festsetzung der Bonus- und Malus-Zahlungen) erforderlich, dass die zentrale Ebene zumindest (technisch-systemisches) Wissen bezüglich des aggregierten Verlaufs der Grenzkostenkurve bezüglich der entsprechenden Maßnahmen verfügt und die bei den entsprechenden Maßnahmen zu erwartenden Einsparungen an Treibhausgasen abschätzen kann.[47] Die für die zentrale Ebene bestehende Möglichkeit im Zeitablauf zu lernen und das Anreizregime unter Berücksichtigung zwischenzeitlich gesammelter Erfahrungen anzupassen, reduziert zumindest die Herausforderungen bezüglich der Wissensverfügbarkeit (und des -aufbaus), die hierbei für die zentrale Ebene vorliegen.

---

[45] Mit Bezug zur Relevanz von Wissen kann auf die analoge Argumentation in Abschnitt 3.1.2.1.3 verwiesen werden.

[46] Die hier betrachtete Konstellation weist im Übrigen Analogien zur Gestaltung von Prinzipal-Agent-Beziehungen und zur (De-)Zentralisierung von Entscheidungskompetenzen innerhalb von Organisationen bzw. Unternehmen auf, was u. a. von Jensen / Meckling (1995) grundlegend untersucht wurde.

[47] Ex-post-Messungen von Klimaschutzerfolgen können Ex-ante-Abschätzungen von Wirkungen bestimmter Maßnahmen substituieren (und vice versa). Allerdings geht mit Ex-post-Messungen der Nachteil einher, dass sehr langfristig wirkende Anreizregime zu etablieren sind, was tendenziell mit hohen Transaktionskosten verbunden ist, und ggf. erhebliche Risiken auf die dezentralen Einheiten zu übertragen sind, die eine deutlich schlechtere Risikotragfähigkeit als die zentrale Ebene aufweisen werden. Ex-ante-Abschätzungen von Wirkungen bestimmter Maßnahmen wiederum gelingen jedoch nur dann in einer ausreichend adäquaten Weise, wenn entsprechendes (technisch-systemisches) Wissen auf Seiten der verantwortlichen öffentlichen Akteure vorliegt.

Wissensanforderungen bestehen für die zentrale Ebene auch mit Bezug zur Kontrahierbarkeit der Maßnahmen bezüglich derer die zentrale Ebene die dezentrale Ebene dirigiert bzw. zu dirigieren anstrebt. Sowohl wenn im Rahmen eines Bonus-Malus-Schemas Maßnahmen adressiert werden, die sich hinsichtlich bestimmter Kriterien unterscheiden, als auch wenn Maßnahmen konkret vorgegeben werden, ist es bedeutsam, dass keine (gewichtigen) Kontrahierungsprobleme vorliegen. Das kann zunächst bedeuten, dass die Maßnahmen bzw. Kriterien hinsichtlich der Eigenschaften von Maßnahmen klar beschrieben werden können und messbar bzw. klar prognostizierbar ist, ob Vorgaben erfüllt werden bzw. welche Eigenschaften Maßnahmen im Lichte der definierten Kriterien aufweisen. Dies entspricht den Anforderungen an eine Output-orientierte Kontrahierbarkeit und erfordert entsprechendes Output-Wissen.[48]

Wenn eine derartige Output-orientierte Kontrahierbarkeit nicht gegeben ist, dann kann die Alternative in Betracht gezogen werden, Vorgaben bzw. Kriterien bezüglich der auf dezentraler Ebene vorzunehmenden Maßnahmen lediglich in einer eher groben (und somit „weichen“) Form zu definieren, was mit geringeren Anforderungen an das verfügbare Output-Wissen einhergeht. Allerdings wäre dann die Verpflichtung zu definieren, dass von den Einheiten auf dezentraler Ebene der zentralen Ebene darzulegen ist, warum und in welchem Ausmaß bestimmte Maßnahmen mit Bezug zu den definierten Vorgaben bzw. Kriterien effektiv bzw. geeignet sind. Um dies in sinnvoller Weise umsetzen zu können, ist – ähnlich wie bei einem Monitoring-basierten Anreizregime – Input-Wissen erforderlich. Denkbar ist, dass Standard-Methoden etabliert werden, mit denen derartige Darlegungen, die Wirkungszusammenhänge zu berücksichtigen haben, erfolgen können bzw. auf die dabei zumindest unterstützend zurückgegriffen werden kann. Als Beispiele für die Anwendung dieses Ansatzes in Deutschland können das standardisierte Verfahren zur Bewertung von Projektvorschlägen im Rahmen der Aufstellung des Bundesverkehrswegeplans (BVWP) und das Verfahren zur standardisierten Bewertung von Verkehrswegeinvestitionen im schienengebundenen ÖPNV genannt werden.[49]

Wenn ein öffentliches Planungsregime im Mehrebenensystem ein finanzielles Anreizregime gemäß dem vorstehend vorgestellten Bonus-Malus-Ansatz enthält, besteht zwangsläufig eine Verbindung zu dem öffentlichen Finanzierungsregime für das entsprechende Gut. Sofern alternativ von der zentralen Ebene dezentralen Einheiten klare Vorgaben bezüglich bestimmter Bereitstellungsentscheidungen gemacht werden, liegen relevante Argumente dafür vor, dass damit einhergehend ebenfalls eine (mehr oder weniger umfangreiche) Involvierung der zentralen Ebene in die Finanzierung des entsprechenden Gutes erfolgt. Unter anderem können in diesem Zusammenhang Verteilungswirkungen bzw. deren (zumindest partieller) Ausgleich als Argument genannt werden. Nicht zuletzt werden aber auch Interessenskonflikte in der Prinzipal-Agent-Beziehung reduziert und ggf. sogar aufgehoben, wenn Vorgaben der zentralen Ebene als Prinzipal an die dezentralen Einheiten als Agenten, die bei diesen zu finanziellen Belastungen führen (würden), damit einhergehen, dass diese Belastung (ganz oder teilweise) von der zentralen Ebene getragen werden. Je nachdem, ob bzw. inwieweit sich die (vollständige oder partielle) Übernahme von auf der dezentralen Ebene anfallenden Kosten durch die zentrale Ebene auf ex

[48] Siehe dazu Abschnitt 3.1.2.1.2.

[49] Eine Einschätzung der Eignung der aufgeführten Verfahren kann an dieser Stelle allerdings nicht erfolgen.

ante abgeschätzte Plan-Kosten oder auf ex post (nach der Umsetzung einer Maßnahme) ermittelte Ist-Kosten bezieht, können jedoch wiederum (mehr oder weniger) Fehlanreize hinsichtlich einer effizienten Maßnahmenumsetzung auf der dezentralen Ebene vorliegen.

Denkbar ist auch, dass anstelle von für alle dezentralen Einheiten verpflichtenden Vorgaben vielmehr von der zentralen Ebene monetäre Angebote für die Durchführung von bestimmten Maßnahmen unterbreitet werden, auf die die dezentralen Einheiten dann eingehen können (aber gerade nicht müssen). Auf diese Weise findet nicht nur eine Identifikation derjenigen dezentralen Einheiten statt, die diese Maßnahme zu Kosten umsetzen können, die geringer sind als die finanzielle Zahlung, die sie erhalten, sondern es besteht auch die Möglichkeit zur Selektion derjenigen dezentralen Einheiten, die die Maßnahme am kostengünstigsten umsetzen können. Dabei kann (und wird im Regelfall) aus Sicht der zentralen Ebene die Herausforderungen bestehen, ein finanzielles Angebot zu unterbreiten, auf das eine bestimmte gewünschte Anzahl an dezentralen Einheiten eingeht und bei dem damit einhergehend die Auszahlungen für die zentrale Ebene so gering wie möglich sind. Als Alternative zur Unterbreitung eines derartigen finanziellen Angebots könnte die zentrale Ebene auch eine Auktion durchführen, die zur Auswahl der gewünschten Anzahl an dezentralen Einheiten und zur Festlegung der an diese zu leistenden Zahlungen führt, die im Falle einer hohen Wettbewerbsintensität entsprechend gering ausfallen werden. Die Auswahl zwischen diesen beiden Optionen (der Auktion zum einen und der Festsetzung eines Zahlungsangebots durch den Prinzipal zum anderen) tangiert viele Aspekte, die hier nicht breit diskutiert werden können.[50] Bei einer Auktion werden tendenziell höhere Transaktionskosten anfallen. Zahlungshöhenfestsetzungen durch den Prinzipal sollten grundsätzlich insbesondere erfolgen bzw. werden dann mit relativ wenigen Nachteilen einhergehen, wenn dieser hierfür über ausreichendes technisch-systemisches Wissen verfügt oder sich dieses innerhalb einer begrenzten Zeit aneignen kann. Bei dem bereits diskutierten finanziellen Anreizregime gemäß dem Bonus-Malus-Ansatz kann im Übrigen ebenfalls vorgesehen werden, dass für dezentrale Einheiten im Einzelfall die Option besteht, keinerlei Maßnahmen vornehmen zu müssen, was durch die Festsetzung der maximalen Höhe der Malus-Zahlung beeinflusst werden kann.

Abschließend angemerkt sei, dass die zentrale Ebene im Falle der Etablierung von Anreizregimen, mit denen das Verhalten der dezentralen Einheiten beeinflusst werden soll, nicht nur über ein gewisses (je nach Art des Anreizregimes mehr oder weniger umfangreiches) technisch-systemisches Wissen zu verfügen hat. Vielmehr hat sie auch (wiederum je nach Art des Anreizregimes mehr oder weniger umfangreiches) institutionelles Wissen aufzuweisen.

3.1.2.3.2 Öffentliche Finanzierungsregime im Mehrebenensystem

3.1.2.3.2.1 Finanzierungsregime im haushaltsrechtlichen Rahmen

Öffentliche Finanzierungsregime im staatlichen Mehrebenensystem, die in das bzw. die Haushaltsysteme und damit in den haushaltsrechtlichen Rahmen integriert sind, sind ein in der (öffentlichen)

[50] Vgl. für eine grundlegende Gegenüberstellung dieser beiden Optionen im Kontext der Ausgestaltung eines Förderregimes für Oberleitungs-Hybrid-LKW Beckers et al. (2019, S. 18 ff.).

Finanzwissenschaft umfangreich betrachtetes Themengebiet.[51] Sofern (im Rahmen des so genannten passiven Finanzausgleichs) Bereitstellungsaufgaben der dezentralen Ebene zugeordnet worden sind, ist hierauf (im Rahmen des aktiven Finanzausgleichs) grundsätzlich insofern zu reagieren, als dass der dezentralen Ebene Finanzmittel zur Verfügung zu stellen bzw. Möglichkeiten zur Erhebung von Finanzmitteln zu gewähren sind, die eine adäquate Aufgabenwahrnehmung ermöglichen.[52]

Wenn aufgrund lokaler Wissensvorteile öffentliche Planungsregime vorsehen, dass dezentrale Einheiten gewisse Bereitstellungs- bzw. insbesondere Kapazitätsentscheidungen zu fällen haben, so ist zu erwarten, dass diese Entscheidungen und damit auch die Finanzbedarfe zwischen dezentralen Einheiten divergieren. Bei der Gestaltung der vertikalen Finanzbeziehung kann sowohl im Rahmen der primären als auch der sekundären Einnahmeverteilung darauf reagiert werden, dass sich die Finanzbedarfe für bestimmte Aufgaben auf dezentraler Ebene in Abhängigkeit der dort jeweils getroffenen Entscheidungen unterscheiden werden. Im Rahmen der primären Einnahmeverteilung kann ein gebundenes Trennsystem etabliert werden und den dezentralen Einheiten die Gestaltungshoheit bezüglich des Tarifs für eine bestimmte Steuer zugesprochen werden.[53]

Im Rahmen der sekundären Einnahmeverteilung können Zweckzuweisungen vorgesehen werden. Die Gewährung von Zweckzuweisungen geht grundsätzlich damit einher, dass die zentrale Ebene in Bereitstellungsentscheidungen involviert wird, da sie in die Definition der Zwecke involviert ist, für die die Zuweisungen gewährt werden.[54] Insofern sind Zweckzuweisungen als Bestandteile öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime anzusehen. Dabei können die Zweckzuweisungen in öffentliche Planungsregime integriert sein, bei denen gemäß den Darstellungen im vorherigen Abschnitt 3.1.2.3.1 die zentrale Ebene entweder den dezentralen Einheiten klare Vorgaben bezüglich ihres Agierens macht oder Anreizregime zur Beeinflussung von deren (Entscheidungs-)Verhalten etabliert.

Potentielle Nachteile von Zweckzuweisungen ergeben sich – wie bereits im vorigen Abschnitt 3.1.2.3.1 thematisiert – daraus, dass die dezentralen Einheiten als Agenten in gewissen (mehr oder weniger umfangreichen Maßen) Informationsasymmetrien gegenüber der zentralen Ebene als Prinzipal ausnutzen und damit einhergehend nicht deren, sondern ihre eigenen Ziele verfolgen können. Allerdings stehen diesem Nachteil auch potentiell gewichtige Vorteile von Zweckzuweisungen gegenüber, die sich z. T. aus den Problemen ergeben, die vorliegen können, wenn die dezentralen Einheiten auf divergierende Finanzbedarfe durch Anpassungen von Steuertarifen im Rahmen der ihnen in der primären Einnahmeverteilung zugesprochenen Kompetenzen reagieren. Anpassungen des Steuertarifs in den einzelnen dezentralen Einheiten an den jeweils vorliegenden Bedarf gehen mit der Gefahr einher, dass (zumindest in Einzelfällen) zur ausreichenden Einnahmeerzielung Tarifhöhen vorzusehen sind, die zu relevanten negativen Verdrängungswirkungen führen; anders ausgedrückt geht eine Finanzmittelerhebung auf

[51] Einen Überblick über wichtige Beiträge und Erkenntnisse dieses Forschungszweigs der (öffentlichen) Finanzwissenschaft geben z. B. Blankart (2008, Kap. 26), Stiglitz / Rosengard (2015, Kap. 26) und Zimmermann / Henke / Broer (2021, Kap. 8).

[52] Vgl. zum passiven und aktiven Finanzausgleich z. B. Nowotny / Zagler (2022, S. 132 f.).

[53] Vgl. Zimmermann / Henke / Broer (2021, S. 236–238) und Beckers et al. (2007, S. 140 ff.).

[54] Vgl. zu (Zweck-)Zuweisungssystemen auch Zimmermann / Henke / Broer (2021, S. 240–243) und Beckers et al. (2007, S. 146–149).

dezentraler Ebene tendenziell mit (durch Verdrängungseffekte bedingt) höheren Kosten der Mittelerhebung einher.[55] Ferner haben Zweckzuweisungen den Vorteil, dass sie eine Kostentragung der zentralen Ebene für Maßnahmen auf dezentraler Ebene vorsehen können, die (zumindest auch) zur Erreichung zentral definierter Ziele beitragen. Damit einhergehend können gerade auch in Infrastruktursystemen denkbare Sonderlasten von der zentralen Ebene getragen werden, die in einzelnen dezentralen Einheiten anfallen, wenn eine aus einer (von der zentralen Ebene eingenommenen) Gesamtsicht sinnvolle Strategie verfolgt wird.

Im Rahmen der sekundären Einnahmeverteilung kann nicht nur über Zweck-, sondern auch über Schlüsselzuweisungen darauf reagiert werden, dass in den dezentralen Einheiten divergierende Finanzbedarfe vorliegen, die sich daraus ergeben können, dass dort unterschiedliche (mehr oder weniger hohe) Kosten anfallen, um auf die Erfüllung zentral definierter Ziele ausgerichtete Maßnahmen vorzunehmen.[56] Dabei sind – anders als bei Zweckzuweisungen – das Planungs- und das Finanzierungsregime nicht zwangsläufig integriert, sie sollten jedoch auf eine aufeinander abgestimmt gestaltet sein. Hierfür müssen die gewährten (Schlüssel-)Zuweisungen auf Schlüsseln basieren, die einen (zumindest groben) Indikator für die Höhe der Kosten in den einzelnen dezentralen Einheiten darstellen, die als Folge der Entscheidungen im Rahmen öffentlicher Planungsregime anfallen, die (gemäß den Darstellungen im vorherigen Abschnitt 3.1.2.3.1) eine Involvierung der zentralen Ebene in die Entscheidungsfällung bezüglich der auf dezentraler Ebene vorzunehmenden Maßnahmen vorsehen. Durch derart aufeinander abgestimmte öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime kann es gelingen, dass im Hinblick auf die (effektive und effiziente) Erreichung zentraler Ziele in einzelnen dezentralen Einheiten anfallende Sonderlasten zumindest in einem gewissen (mehr oder weniger genau „passenden“) Umfang von der zentralen Ebene getragen werden.[57]

3.1.2.3.2.2 Finanzierungsregime jenseits des haushaltsrechtlichen Rahmens

Im Gegensatz zu öffentlichen Finanzierungsregimen im Mehrebenensystem, die sich innerhalb des haushaltsrechtlichen Rahmens bewegen, sind derartige Finanzierungsregime außerhalb des haushaltsrechtlichen Rahmens kaum in der ökonomischen Literatur betrachtet. Als ein Beispiel für ein derartiges öffentliches Finanzierungsregime kann das Finanzierungsregime für die (der zentralen Ebene zuzurechnenden) Stromübertragungsnetze und die (der dezentralen Ebene zuzordnenden) Stromverteilnetze angesehen werden. Vom Grundsatz her können die im vorherigen Abschnitt 3.1.2.3.2.1 vorgestellten Überlegungen auch auf derartige öffentliche Finanzierungsregime im Mehrebenensystem jenseits des

[55] Zur Vermeidung derartiger negativer Verdrängungswirkungen könnten der dezentralen Ebene in einem umfangreichen Ausmaß Ertrags- und Gestaltungshoheiten zugestanden werden. Damit einhergehend werden jedoch der zentralen Ebene entsprechend weniger Hoheiten zugestanden und es besteht die Gefahr, dass die zentrale Ebene dann nicht mehr in einem ausreichenden Ausmaß die (Steuer-)Einnahmen erzielen kann, die sie zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben benötigt. Ein abgeschwächtes oder zumindest anders geartetes Problem läge vor, wenn die zentrale Ebene zwar noch im erforderlichen Ausmaß Einnahmen erzielen kann, aber damit hohe Verdrängungseffekte einhergehen.

[56] Vgl. Beckers et al. (2007, S. 145 f.).

[57] Speziell die Effektivität und Effizienz hinsichtlich der Erreichung zentraler Ziele hängt allerdings – wie im vorangegangenen Abschnitt 3.1.2.3.1 geschildert – maßgeblich von der Kontrahierbarkeit und dem auf zentraler Ebene vorhandenen Wissen ab.

haushaltsrechtlichen Rahmens angewendet werden. Dies gilt nicht zuletzt auch für deren Zusammenwirken mit öffentlichen Planungsregimen.

Eine besondere Relevanz bei derartigen öffentlichen Finanzierungsregimen im Mehrebenensystem jenseits des haushaltsrechtlichen Rahmens kann die Problematik der (Verdrängungs-)Effekte aufweisen, die sich aus einer auf die Einnahmeerzielung ausgerichteten Anpassungen von Preisen auf dezentraler Ebene ergeben, die auf die Abdeckung zwischen den dezentralen Einheiten divergierender Kosten ausgerichtet ist. Preishöhen haben – mit implizitem Bezug zu Energieinfrastrukturen argumentierend – nicht nur einen Einfluss auf die Einnahmeerzielung, sondern auch auf die Kapazitätserrichtung (und somit das Investitionsverhalten) und die Kapazitätsnutzung (und damit das Betriebsverhalten). Damit einhergehend können Preise, die z. B. nur mit Blick auf bestimmte Einnahmeerzielungsziele gesetzt werden, mit Blick auf die Auswirkungen auf das Investitions- und Betriebsverhalten (und dies auch aus Sicht der zentralen Ebene) „falsch“ sein, weil sie Fehlanreize etablieren. Ferner können derartige Preissetzungen dazu führen, dass spezifische Investitionen von Akteuren entwertet werden. Dies ist als besonders problematisch anzusehen, wenn derartige Preissprünge in einzelnen dezentralen Einheiten eine Folge davon sind, dass ein auf die Erreichung zentral definierter Ziele ausgerichtetes Planungsregime die entsprechenden Einheiten zur Durchführung von Maßnahmen verpflichtet, die mit erheblichen Sonderlasten einhergehen.

Die vorstehenden Überlegungen weisen darauf hin, dass in bestimmten Konstellationen in öffentlichen Finanzierungsregimen im Mehrebenensystem jenseits des haushaltsrechtlichen Rahmens Transferzahlungen von der zentralen Ebene an dezentrale Einheiten, die Zweck- oder Schlüsselzuweisungen entsprechen, eine hohe Rationalität aufweisen können. Allerdings ist in diesem Zusammenhang (wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten 3.1.2.3.1 und 3.1.2.3.2.1) auf die damit verbundenen Herausforderungen und insbesondere auf die Bedeutung von Wissen zu verweisen, das auf zentraler Ebene erforderlich ist, um im Mehrebenensystem öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime integriert oder zumindest aufeinander abgestimmt in einer sinnvollen Weise zu gestalten. Ferner ist zu berücksichtigen, dass derartige Finanzflüsse von der zentralen an die dezentrale Ebene eine grundsätzliche Kompatibilität mit dem übergeordneten Rechtsrahmen aufweisen müssen. Inwieweit es gelingt, eine derartige Kompatibilität darzulegen, hängt – wie bereits in analogerweise in Abschnitt 3.1.2.2.2 thematisiert – nicht zuletzt daran, welche Anforderungen bezüglich der (systemischen) Interdependenzen gestellt werden, die im Mehrebenensystem vorliegen müssen, um die jeweiligen (verfassungsrechtlichen) Vorgaben als erfüllt ansehen zu können.

3.1.2.4 Ausgestaltung von öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen unter Berücksichtigung besonderer Anreizkonstellationen im öffentlichen Bereich

3.1.2.4.1 Anreizprobleme in einer Demokratie und politische Selbstbindung

Bei der Analyse der Eignung von öffentlicher Aktivität im Rahmen von Planungs- und Finanzierungsregimen ist zu berücksichtigen, dass sich in einer Demokratie (aber – dann in anderer Weise – auch in anderen Gesellschaftssystemen) spezielle Anreiz- und Kontrollprobleme im öffentlichen und nicht

zuletzt im politischen Bereich stellen.[58] Diese Probleme stehen im Übrigen im Mittelpunkt der Betrachtungen der Neuen Politischen Ökonomie (NPÖ), die dabei auf diverse Erkenntnisse der Prinzipal-Agent-Theorie zurückgreift.[59]

In demokratischen Systemen, in denen politische Parteien in regelmäßigen Abständen um die Wählergunst konkurrieren und sich Mehrheitsverhältnisse jeweils nach Legislaturperioden ändern können, kann es zur Schaffung einer gewissen langfristigen Stabilität und zur Eindämmung von kurzfristorientierten, opportunistischen Entscheidungen infolge polit-ökonomischer Fehlanreize bedeutsam sein, dass die Politik ihre zukünftigen Handlungsspielräume in bestimmten Bereichen (selbst) einschränkt.[60] Zum Zweck einer solchen politischen Selbstbindung kommen grundsätzlich verschiedene Instrumente in Betracht:[61]

- ***„Klare Regeln“:*** Klare Regeln in Form von Ge- und Verboten sind insbesondere in Betracht zu ziehen, wenn eine hart Output-orientierte Kontrahierbarkeit bezüglich des Regelungsgegenstandes gegeben ist.[62]
- ***„Delegation“:*** Als Delegation werden eher grobe formelle Maßgaben in Verbindung mit einer Verlagerung bzw. Übertragung von Entscheidungskompetenzen an Behörden oder andere Akteure bezeichnet.[63] Eine besondere und in gewisser Hinsicht abgeschwächte Form einer politischen Selbstbindung liegt bei einer Delegation von Entscheidungskompetenzen von der Legislative an die Exekutive vor, wenn der (übergeordnete) Rechtsrahmen der Exekutive einen eher breiten Entscheidungsspielraum eröffnet, innerhalb dessen eine politisch gewählte Spitze der Exekutive eine Entscheidung fällen kann.

Die Normenebene, auf der Regelungen verankert werden, hat einen entscheidenden Einfluss auf den Grad der politischen Selbstbindung. In den meisten Ländern und so auch in Deutschland kommt in diesem Zusammenhang der Verfassung eine besondere Bedeutung zu, da im Vergleich zu einfachen Gesetzen erhöhte (Mehrheits-)Anforderungen bezüglich ihrer Anpassung bestehen und sie daher auch bei einer Verschiebung der Mehrheitsverhältnisse im Parlament nicht so einfach zu verändern ist. Allerdings können auch einfache Gesetze eine gewisse Beständigkeit aufweisen, speziell wenn diese auf einem breiten politischen und gesellschaftlichen Konsens beruhen und damit einhergehend ihre Verletzung bzw. Änderung mit einem Reputationsverlust für die involvierten Politiker/-innen einhergeht. Im

[58] Die Ausführungen in diesem Abschnitt sind z. T. wortgleich von Hermes / Vorwerk / Beckers (2020, S. 7 f.) übernommen.

[59] Einen Überblick über die Erkenntnisse der NPÖ (oder auch Public-Choice-Theorie) bieten z. B. Stiglitz / Rosengard (2015, Kap. 9) und Fritsch (2018, Kap. 14).

[60] Konkret können sich derartige Beschränkungen von Handlungsspielräumen auf politische Akteure und Gremien im Bereich der Exekutive und Legislative beziehen, wobei Beschränkungen im Bereich der Exekutive gerade auch eine Folge entsprechender legislativer Bindungen sein können.

[61] Vgl. zum Konzept und zu den Instrumenten der politischen Selbstbindung z. B. Dixit (1996, S. 61 ff.) und Klatt (2011, S. 70 ff.).

[62] Klare Regeln können sich im Übrigen als weniger klar als gedacht bzw. angestrebt erweisen und wirken dann eher wie Maßgaben in Verbindung mit einer Delegation von Entscheidungskompetenzen an Gerichte.

[63] Dem Gerichtswesen im Allgemeinen und der Verfassungs- und Verwaltungsgerichtsbarkeit im Besonderen können in diesem Konzept der Selbstbindung zwei Funktionen zukommen: Bei klaren Regeln ist die Gerichtsbarkeit vor allem Kontrolleur ihrer Beachtung. Bei nur grobmaschiger Programmierung von Regeln hingegen kann die Justiz faktisch auch selbst zum Adressaten der Delegation von Entscheidungskompetenzen werden.

Übrigen kann auch von informellen Regeln eine gewisse Bindungswirkung ausgehen, wenn ein Verstoß gegen diese für die Gesellschaft erkennbar ist und für die verantwortlichen Politiker/-innen mit einem Reputationsverlust und entsprechenden „politischen Kosten“ verbunden ist.[64]

Als Vorteil politischer Selbstbindung kann neben der (bereits erwähnten) Eliminierung von Anreizen zu kurzfristorientiertem Verhalten angeführt werden, dass knappe zeitliche Ressourcen im politischen Bereich geschont werden. Den Vorteilen politischer Selbstbindung sind als Nachteil zunächst die Probleme gegenüberzustellen, die bei der Anwendung der aufgeführten Instrumente politischer Selbstbindung anfallen, und die als Transaktionskosten eingeordnet werden können. Ferner erschwert politische Selbstbindung eine (politische) Reaktion auf sich wandelnde Umweltbedingungen.[65] In diesem Zusammenhang ist anzuführen, dass bei einer politischen Selbstbindung über eine Delegation von Kompetenzen (etwa an Behörden) wesentlich bessere Möglichkeiten bestehen, Reaktionen auf sich wandelnde Umweltbedingungen zuzulassen, als bei klaren Regeln. Nicht zuletzt beeinflusst auch die Normenebene, auf der eine politische Selbstbindung verankert ist, die Reaktionsfähigkeit der Politik bei sich wandelnden Umweltbedingungen. So erfordert die Anpassung von Regeln zur politischen Selbstbindung auf einer hohen Normenebene wie der Verfassung einen relativ breiten Konsens, was Reaktionen auf Umweltveränderungen erschwert.

Problematisch ist eine politische Selbstbindung, wenn Entscheidungen mit erheblichen Verteilungswirkungen einhergehen und bezüglich der Entscheidungsfällung im (übergeordneten) Rechtsrahmen keine klaren Vorgaben getroffen werden können. Speziell in Mehrebenensystemen ist auch die Konstellation denkbar, dass der dezentralen Ebene Kompetenzen übertragen werden, um nicht nur lokales Wissen, sondern auch lokale Präferenzen bezüglich Verteilungsentscheidungen einzubeziehen.

3.1.2.4.2 Rationalität für eine Bindung der dezentralen Ebene durch übergeordnete Vorgaben im staatlichen Mehrebenensystem im Kontext der speziellen Anreizkonstellationen im öffentlichen Bereich

Wie in Abschnitt 3.1.2.3 aufgezeigt, kann es im staatlichen Mehrebenensystem sinnvoll sein, dass trotz des Vorliegens lokaler Wissensvorteile Entscheidungskompetenzen nicht vollständig der dezentralen Ebene zugeordnet werden und die zentrale Ebene in die Entscheidungsfällung involviert bleibt. Ein (weiteres, in Abschnitt 3.1.2.3 noch nicht thematisiertes) Argument, das für eine gewisse Bindung der dezentralen Ebene durch eine zentrale Kompetenzzuordnung sprechen kann, ist das Eindämmen von Opportunismus im Bereich der öffentlichen Hand auf dezentraler Ebene, der sich aus den speziellen Anreizkonstellationen im politischen Bereich oder bei der öffentlichen Verwaltung (auf dezentraler Ebene) ergeben kann. Zwar könnten auch in den einzelnen dezentralen Einheiten jeweils entsprechende Schutzvorkehrungen gegen opportunistisches Verhalten vorgesehen werden, jedoch könnten dann keine Synergieeffekte bei der Etablierung und Anwendung solcher Schutzmaßnahmen realisiert werden. Dies verweist auf die Relevanz des Wissensmanagements im Mehrebenensystem und die

[64] Informelle Regeln in Verbindung mit dem Aufbau einer Reputation durch wiederholtes Verhalten werden daher von Klatt (2011, S. 89 f.) unter Bezugnahme auf Dixit (1996, S. 71 ff.) auch als ein weiteres Instrument politischer Selbstbindung angeführt.

[65] Vgl. zum grundlegenden Trade-off zwischen politischer Selbstbindung und politischer Flexibilität auch Rodrik / Zeckhauser (1988, S. 609 f.), Dixit (1996, S. 62 ff.) und Klatt (2011, S. 70–73).

Synergieeffekte, die erzielt werden können, wenn Institutionen auf übergeordneten Ebenen entwickelt, etabliert und angewendet werden.

3.1.2.4.3 Regeldifferenzierung bei öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen

Die legislative Entscheidungsfällung zur Bereitstellung und Finanzierung von Gütern im Allgemeinen und die diesbezügliche Haushaltsverabschiedung im Speziellen können als Entscheidungsfällungen im Rahmen der „standardmäßig" etablierten Planungs- und Finanzierungsregime im öffentlichen Bereich eingeordnet werden. Die Etablierung spezieller Planungs- und Finanzierungsregime für bestimmte Bereiche kann insofern als Ausdifferenzierung des staatlichen Regelsystems angesehen werden. Derartige spezielle Regime weisen den Vorteil auf (bzw. sollten den Vorteil aufweisen), dass sie auf die Besonderheiten der Bereiche „zugeschnitten" sind, auf die sich die entsprechenden Planungs- und Finanzierungsentscheidungen beziehen. Allerdings ist zu beachten, dass die Entwicklung, Etablierung, Nutzung und Anpassung von Regelsystemen und damit auch von speziellen (bzw. zusätzlichen) Planungs- und Finanzierungsregimen mit (Transaktions-)Kosten (als Nachteil) einhergeht. Vor diesem Hintergrund ist bei der Entscheidung über die Etablierung spezieller öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime, die die bestehenden („standardmäßigen" und speziellen) Regime ergänzen sollen, stets zu berücksichtigen, ob die zu erwartenden Vorteile einer zusätzlichen Regeldifferenzierung die damit einhergehenden Nachteile übertreffen.[66]

3.1.2.4.4 Öffentliche Finanzierungsregime und politische Selbstbindung

Öffentliche Finanzierungsregime können in mehr oder weniger starkem Umfang eine politische Selbstbindung beinhalten. Ein Extrem bildet in dieser Hinsicht das „normale" Haushaltssystem, in dem eine politische Selbstbindung nur durch den haushaltsrechtlichen Rahmen existiert. Ansonsten bestehen umfangreiche Freiheitsgrade für die Legislative als Haushaltsgesetzgeber über die Einnahmeerzielung und -verwendung zu entscheiden. Die jährliche (bzw. bei Doppelhaushalten zweijährliche) Befassung mit der Haushaltsaufstellung bedeutet, dass standardmäßig auch keine hohe politische Selbstbindung durch eine längere Fristigkeit von Entscheidungen erfolgt.

Eine hohe politische Selbstbindung im Rahmen von öffentlichen Finanzierungsregimen kann in besonderer Weise durch den Rückgriff auf haushaltsexternen Fonds erreicht werden, die häufig in privatrechtlicher Rechtsform agieren, aber auch eine öffentlich-rechtliche Rechtsform aufweisen können. Typischerweise werden hier die Einnahmen von den Nutzern der bereitgestellten Güter und Leistungen erhoben und diese Einnahmen werden zur Abdeckung der Ausgaben verwendet, die für die Bereitstellung des Angebots anfallen. Somit liegt eine Einnahmezweckbindung und eine gewisse Kreislaufstruktur bezüglich der Finanzmittelflüsse vor. Welche Ausgabeentscheidungen die haushaltsexternen Fonds treffen dürfen, ist regelmäßig gesetzlich kodifiziert und wird oftmals von der Verwaltung im Allgemeinen und Regulierungsbehörden im Speziellen überwacht. Aus der Höhe der (erlaubten) Ausgaben können dann das erforderliche Einnahmeniveau ermittelt und die Preise dementsprechend festgesetzt werden. Zum Teil erfolgt jedoch auch eine Involvierung der Politik im Allgemeinen und der Legislative im

[66] Vgl. zum Trade-off zwischen der „Passgenauigkeit" von Regeln und den Kosten einer ausgeprägten Regeldifferenzierung z. B. Ehrlich / Posner (1974) und Christiansen / Kerber (2006).

Speziellen bei Beschlüssen über Ausgabeentscheidungen, was i. d. R. insbesondere bedeutsame (Investitions-)Maßnahmen betrifft.[67]

Finanzielle Kreislaufstrukturen können den Vorteil aufweisen, dass dadurch (in einer Demokratie) die politischen Transaktionskosten von Einnahme- und Ausgabeanpassungen relativ gering ausfallen, da tendenziell eine Identität bzw. zumindest eine Nähe zwischen denjenigen besteht, die einerseits im Falle von Einnahme- bzw. Preiserhöhungen (bzw. -absenkungen) höhere (bzw. niedrigere) Lasten zu tragen, aber andererseits Vorteile (bzw. Nachteile) aus höheren (bzw. niedrigeren) Ausgaben ziehen. Ein potentieller Nachteil ist, dass eine sehr weite Systembetrachtung und eine systemisch optimierte Bepreisung und Finanzierung (gemäß den Darstellungen in Abschnitt 3.1.2.2.2) nur in einem begrenzten Umfang oder gar nicht möglich ist. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wann eine derartige politische Selbstbindung in Betracht gezogen werden sollte. Insbesondere können die folgenden Umstände dafür sprechen:

- Wenn Ausgabeentscheidungen in einem bestimmten (Ausgabe-)Bereich grundsätzlich eine hohe allokative Vorteilhaftigkeit aufweisen und wenn damit einhergehend ein Unterlassen der entsprechenden Ausgaben (grob) nachteilig ist, dann bietet es sich an, durch eine gewisse politische Selbstbindung sicherzustellen, dass eine (denkbare) politische Kurzfristorientierung eine angemessene Finanzmittelbereitstellung nicht verhindern kann.
- Wenn Nutzer in einem erheblichen Ausmaß spezifisch investiert haben und damit einhergehend auf die Bereitstellung eines bestimmten Gutes oder einer bestimmten Leistung vertrauen, ist es von besonders hohem Wert, wenn (ggf. kurzfristorientierte) politische Entscheidungen einer kontinuierlichen Finanzmittelbereitstellung zur Gewährleistung des entsprechenden Angebots nicht im Wege stehen können.
- Erforderlich für die Umsetzung einer politischen Selbstbindung ist, dass (vorgelagert bzw. auf einer übergeordneten Normenebene) politisch definiert werden kann, was für Einnahme- und Ausgabeentscheidungen ohne eine politische Involvierung in Einzelfällen getroffen werden können, was als eine Thematik der Kontrahierung bzw. Kontrahierbarkeit anzusehen ist. Sofern entsprechende Vorgaben (sinnvoll) möglich sind, ist eine politische Selbstbindung (sinnvoll) umsetzbar. Dies weist aber auch darauf hin, dass Entscheidungen, die mit gravierenden Verteilungswirkungen einhergehen, grundsätzlich politisch zu fällen sind.
- Wenn die Umsetzung von gewissen Ausgabeentscheidungen längere Zeiträume umfasst und eine Revision der entsprechenden Entscheidungen oder eine Verzögerung ihrer Umsetzung mit großen Nachteilen einhergeht, dann weist eine politische Selbstbindung bezüglich der Umsetzung einer getroffenen Entscheidung einen hohen Wert auf. Allerdings ist es auch vorteilhaft und insofern bedeutsam, dass derartige Entscheidungen in einem möglichst breiten politischen Konsens gefällt werden.

Gewisse Formen politischer Selbstbindung bezüglich der Finanzmittelbereitstellung für bestimmte Ausgabenzwecke sind im Übrigen auch im Rahmen des Haushaltssystems umsetzbar. Dies betrifft

[67] Ein Beispiel hierfür stellt die Beschlussfassung des Bundestags über Ausbaumaßnahmen beim Stromübertragungsnetz dar. Siehe dazu auch Abschnitt 3.3.1.1.

zunächst längerfristige (und somit stets überjährige und Haushaltsperioden übergreifende) Festsetzungen von Ausgabeentscheidungen.[68] Auch Einnahmezweckbindungen, die zur Etablierung finanzieller Kreislaufstrukturen beitragen können, sind in einem gewissen Ausmaß möglich und können grundsätzlich (quasi automatisch) zu einer gewissen überjährigen Stabilität bei der Finanzmittelbereitstellung führen.[69] Öffentliche Finanzierungsregime, die innerhalb des haushaltsrechtlichen Rahmens längerfristige Finanzmittelbereitstellungen und / oder Einnahmezweckbindungen vorsehen, werden z. T. auch als haushaltsintegrierte Fonds bezeichnet.

Für das Ausmaß einer politischen Selbstbindung ist (bekanntermaßen) die Normenebene von hoher Bedeutung, auf der diese verankert wird. Dies weist auf die Limitationen politischer Selbstbindungen durch einfachgesetzliche Regelungen hin. Allerdings können einfachgesetzliche Regelungen bezüglich politischer Selbstbindungen im Rahmen öffentlicher Finanzierungsregime dennoch eine gewichtige Bedeutung aufweisen. Denn die Stabilität derartiger Regelungen wird – wie auch bereits in Abschnitt 3.1.2.4.1 thematisiert – auch durch ihre Rationalität beeinflusst, da die Missachtung bzw. Aufhebung einer sinnvollen Regel durchaus zu hohen politischen Kosten führen kann.

Inwieweit für bestimmte einzelne Ausgabenbereiche spezielle und genau passende öffentliche Finanzierungsregime etabliert werden, ist als Frage der (im vorangegangenen Abschnitt 3.1.2.4.3 thematisierten) Regeldifferenzierung einzuordnen. In diesem Zusammenhang stellt sich nicht zuletzt die Frage der Regeldifferenzierung bezüglich der politischen Selbstbindung bei Finanzierungsregimen. Dabei ist es auch bedeutsam, dass Ausgabenbereiche gut voneinander abgrenzbar sind, für die unterschiedliche Ausmaße politischer Selbstbindung gelten sollen, was wiederum als eine Frage der Kontrahierung bzw. Kontrahierbarkeit anzusehen ist.

Abschließend sei angemerkt, dass gerade auch sogenannte „Schuldenbremsen“ als Formen politischer Selbstbindung im Rahmen von Finanzierungsregimen einzuordnen sind.[70] Diese betreffen in erster Linie das Haushaltssystem. Während die deutsche Schuldenbremse haushaltsexterne Fonds grundsätzlich nicht erfasst, kann durchaus eine Detailbetrachtung erforderlich sein, um festzustellen, ob die europäischen Schuldenbremsen auch (bestimmte) haushaltsexterne Fonds adressieren.[71]

3.1.2.4.5 Anreizregime in der öffentlichen Verwaltung im Allgemeinen und an der Schnittstelle zwischen politischer Ebene und Fachebene im Speziellen

Die Entwicklung, Nutzung und Anpassung öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime geht damit einher, dass vielfältige Aufgaben im Bereich der öffentlichen Verwaltung anfallen. Bezüglich der Verwaltungstätigkeit der öffentlichen Hand stellen sich die üblichen Fragen hinsichtlich der Auswahl und Ausgestaltung von Governance-Formen. Dabei ist zum einen festzulegen, welche

[68] Ansätze zur Etablierung von mehrjährigen, verbindlichen Ausgabeentscheidungen im haushaltsrechtlichen Rahmen werden mit Bezug zu den Bundesautobahnen z. B. von Beckers et al. (2011, S. 100 ff.) und Beckers et al. (2016, S. 33 ff.) betrachtet.

[69] Vgl. dazu auch Beckers et al. (2011, S. 111 ff.), die derartige Einnahmezweckbindungen wiederum mit Bezug zu den Bundesautobahnen betrachten.

[70] Vgl. Hermes / Vorwerk / Beckers (2020, S. 7 f.).

[71] Die Regelungen, nach denen im Rahmen der europäischen Schuldenbremsen Schulden dem Staat zugeordnet werden, stellen z. B. Hermes / Schmidt (2016, S. 19–28) ausführlich dar.

Verwaltungsleistungen in Eigenerstellung erbracht werden und welche fremd vergeben werden sollen. Zum anderen ist sowohl im Falle der Eigenerstellung als auch der Fremdvergabe über die genaue Ausgestaltung von Anreizregimen zu entscheiden. Zu beachten ist, dass diese beiden Entscheidungen integriert zu durchdenken und (integriert durchdacht) zu fällen sind.

Gerade bei Management- bzw. Verwaltungstätigkeiten liegen oftmals Kontrahierungsprobleme vor, was dann für die Option der Eigenerstellung spricht. Dies gilt nicht zuletzt und in besonderer Weise für Aufgaben der Strategieentwicklung, die daher (nicht nur im unternehmerischen, sondern auch) im öffentlichen Bereich i. d. R. als Kernaufgaben anzusehen und eigenständig durchzuführen sind. Bei der Verwaltungstätigkeit im öffentlichen Bereich und dies in besonderer Weise „in der Nähe“ zur politischen Entscheidungsfällung liegen oftmals erhebliche Kontrahierungsprobleme vor.[72] Dies spricht nicht nur für eine Eigenerstellung, sondern darüber hinaus für die Etablierung weicher Anreizregime innerhalb der öffentlichen Verwaltung. Sowohl das Beamtentum als auch das Bestreben, durch entsprechende Verhaltensvorschriften und Dokumentationspflichten eine hohe Nachvollziehbarkeit des Verwaltungshandelns zu gewährleisten, können als Antworten auf diese Eigenarten von Verwaltungsaufgaben angesehen werden. In besonderer Weise können Kontrahierungsprobleme direkt an der Schnittstelle von Politik und Verwaltung vorliegen, wo die Fachebene unter Berücksichtigung politischer Vorgaben tätig ist.

3.1.2.4.6 Transparenz und gesellschaftliche Kontrolle bezüglich des Handelns von Politik und Verwaltung

Im Rahmen öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime liegen – wie bereits in den vorherigen Abschnitten berücksichtigt und thematisiert – vielfältige Prinzipal-Agent-Beziehungen und damit einhergehend Anreizprobleme vor. In den Prinzipal-Agent-Beziehungen zwischen erstens Politik und Verwaltung und zweitens Politik und Bevölkerung kann Transparenz und gesellschaftliche Kontrolle bezüglich des Handelns von Politik und Verwaltung als Bestandteil von Anreizregimen an- und vorgesehen werden.[73] Transparenz kann ermöglichen, Fachexpertise, die in der Gesellschaft vorhanden ist, in die Kontrolle des Verwaltungshandelns einzubeziehen. Hierdurch kann nicht zuletzt auch die politische Kontrolle bzw. die parlamentarische Kontrolle der Exekutive unterstützt werden. Außerdem ermöglicht Transparenz, dass die Gesellschaft ein (besseres) Verständnis über politisches Handeln im parlamentarischen Bereich und im Bereich der politischen Leitung der Exekutive erhält, was dann wiederum die politische Willensbildung der Bevölkerung beeinflussen kann und in diesem Zusammenhang der Gefahr von politischem Opportunismus entgegenwirken kann.

Diesen Vorteilen von Transparenz stehen aber auch Nachteile gegenüber. Insbesondere sind die Kosten zu nennen, die bei der Gewährleistung von Transparenz anfallen. Hierzu können auch zeitliche Verzögerungen bei Entscheidungsprozessen gezählt werden. Ferner können als Folge von Transparenz gesellschaftliche Diskurse entstehen, bei denen nicht zu erwarten ist, dass sie zu verbesserten

[72] Vgl. z. B. Tirole (1994, S. 3 f.), Williamson (1999, S. 321 ff.) und Burgess / Ratto (2003, S. 288 f.).

[73] Eine institutionenökonomische Einordnung sowie einen allgemeinen Überblick über ökonomische Wirkungen von Transparenz im öffentlichen Sektor bietet Ryndin (2021, S. 85–95). Speziell mit der Bedeutung und den Vorteilen, aber auch den Nachteilen bzw. Kosten von Transparenz und gesellschaftlicher Kontrolle im Kontext öffentlicher Planungsregime befasst sich zudem Weber (2017, S. 40–48 und 114–117).

(politischen) Entscheidungen führen, und / oder die mit unangemessen hohen Transaktionskosten einhergehen; dies kann im Zusammenhang mit der Gefahr von Kurzfristorientierung in demokratischen Systemen stehen. Allerdings kann eine Reduktion von Informationsasymmetrien zwischen Politik und Verwaltung einerseits und der Gesellschaft andererseits auch (unbegründete) „Befürchtungen" beseitigen und damit einhergehend gesellschaftliche Diskurse und politische Transaktionskosten reduzieren. Die Aufzählung dieser wesentlichen (positiven und negativen) Wirkungen von Transparenz bezüglich des Handelns von Politik und Verwaltung gegenüber der Gesellschaft weist darauf hin, dass mit Bezug zum jeweiligen Themengebiet eine Abwägung der zu erwartenden Effekte zu erfolgen hat, wenn über die Implementierung und Ausgestaltung eines „Transparenzregimes" zu entscheiden ist.[74]

3.1.2.5 Politische Durchsetzung von Reformen bezüglich Planungs- und Finanzierungsregimen sowie die diesbezügliche Bedeutung von Normenebenen und Verteilungswirkungen

Bei der Analyse von Reformmaßnahmen und somit auch von Reformen bezüglich öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen sind nicht nur Wirkungen nach der Umsetzung von Reformen, sondern auch Design-, (politische) Durchsetzungs- und Implementierungsprobleme von Relevanz.[75] Dabei können die genannten Probleme als Kosten aufgefasst und dementsprechend (zumindest implizit) in Analysen und bei der Bewertung von Handlungsoptionen berücksichtigt werden. Designkosten stehen mit der Komplexität von Handlungsalternativen in Verbindung. Implementierungskosten können beispielsweise dadurch entstehen, dass Organisationen zu restrukturieren sind, Wissen aufzubauen ist oder Übergangsprobleme vorliegen. Die Höhe von Implementierungskosten wird wiederum durch die Komplexität von Reformmaßnahmen beeinflusst sein.

Eine besondere Herausforderung besteht bezüglich der Abschätzung von politischen Durchsetzungskosten für bestimmte Handlungsoptionen. Im Zusammenhang mit der politischen Entscheidungsfällung bzw. deren Vorbereitung ist zunächst ebenfalls davon auszugehen, dass mit einer hohen (institutionellen oder sonstigen) Komplexität einhergehende Reformmodelle mit Nachteilen verbunden sind. Zwischen erheblichen Ressourcen- und dabei vor allem Zeitrestriktionen unterliegenden Politikern als Prinzipalen sowie den diese unterstützenden Verwaltungseinheiten als Agenten (im engen Sinne) und außerdem der auf die Politik einwirkenden Lobbyisten, die bei einem weiten Begriffsverständnis ebenfalls als Agenten eingestuft werden können, bestehen Informationsasymmetrien. Damit einhergehend wird für die Politik insbesondere die Beurteilung komplexer institutioneller Arrangements erschwert, weshalb es speziell für eigennutzorientierte Agenten grundsätzlich vorteilhaft sein kann, der Politik komplexe Lösungen nahezulegen.

Politische Durchsetzungskosten von Reformmaßnahmen werden ansonsten umfangreich von politischen Strategien und taktischen Erwägungen beeinflusst, die schwierig zu erfassen sind und deren Berücksichtigung auch zu einem Zirkelschlussproblem führen würde, da Vermutungen über das Agieren der Politiker und dabei anfallende Transaktionskosten in die Bewertungen einfließen und mit diesen wiederum der Politik Empfehlungen bzw. Hinweise hinsichtlich ihres Agierens geliefert werden würden.

---

[74] Vgl. zum Begriff „Transparenzregime" grundlegend auch Ryndin (2021, S. 89 f.).

[75] Die Ausführungen in diesem Abschnitt sind z. T. wortgleich von Beckers et al. (2016, S. 9 f.) übernommen.

Nicht zuletzt beeinflussen Verteilungswirkungen von Maßnahmen deren Durchsetzbarkeit. Dies verweist jedoch auch darauf, dass durch „Paketbildungen“, durch die Handlungsoptionen mit bei diesen vorliegenden Verteilungswirkungen ausgleichende oder zumindest abschwächende Maßnahmen verbunden werden, die politische Durchsetzbarkeit von Reformen vereinfachen kann.

Nicht zuletzt hat die bei Reformmaßnahmen anzupassende Normenebene (Verfassung, Gesetz, Verordnung etc.) Auswirkungen auf die politischen Durchsetzungskosten, wobei Anpassungen auf höheren Normenebenen grundsätzlich mit entsprechend höheren Transaktionskosten einhergehen. Dieser Aspekt wird im Folgenden berücksichtigt und insbesondere wird thematisiert, inwieweit bestimmte Reformoptionen so genannte „Meta-Regeln“ tangieren und Anpassungen auf der Normenebene des Grundgesetzes erfordern oder mit unionsrechtlichen Vorgaben im Konflikt stehen.

3.2 Rationalität und Aufgaben sowie (ungefähre) Reichweiten einer Systementwicklungsplanung (SEP)

3.2.1 Abstrakte (institutionen-)ökonomische Analyse

3.2.1.1 Rationalität und Grundzüge

RATIONALITÄT UND ERGEBNISSE DES PLANUNGSPROZESSES

Im Rahmen des auf Klimaneutralität ausgerichteten Umbaus des Energiesystems und der angrenzenden, Energie nutzenden Nachfragebereiche besteht ein umfangreicher Koordinationsbedarf. Dieser Koordinationsbedarf besteht nicht zuletzt bezüglich der wesentlichen Ausgestaltungsfragen des Energiesystems z. B. im Hinblick auf die Bedeutung bestimmter Energieträger und der dafür erforderlichen Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene, die insbesondere die dem Ferntransport dienenden Netzinfrastrukturen sowie die größeren, nicht in die dezentralen Energiesysteme eingebetteten Umwandlungs- und Speicheranlagen umfassen. Ferner sind bei einer Befassung mit dem Koordinationsbedarf im Gesamtsystem die sonstigen Umwandlungs- und Speicheranlagen, die sich auf dezentraler Ebene und z. T. auch in den (End-)Nachfragebereichen (also etwa bei den Haushalten oder im Bereich der Industrie) befinden, in aggregierter Form sowie im Rahmen einer aggregierten Weise, bezogen auf Sektoren und Bereiche, die Herkunftsseite der Energie (und somit insbesondere die Erzeugung und der Import von Energie) und die Nachfrageseite zu berücksichtigen.

Es ist absolut unplausibel, dass über Märkte das Wissen generiert und „ausgetauscht“ werden kann, um den thematisierten (sehr grundsätzlichen) Koordinationsbedarf im Gesamtsystem im Hinblick auf dessen Transformation zur Klimaneutralität effektiv und effizient zu adressieren. Vielmehr ist hierfür eine Zentralisierung von Wissen und die Entwicklung von Strategien zur Durchführung dieser Koordination im Rahmen einer im Verantwortungsbereich der öffentlichen Hand auf zentraler (Bundes-)Ebene erfolgenden Planung geboten. Diese hat auf die Identifikation von aus einer Gesamtsystemsicht und insofern aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhafter Koordinationsentscheidungen ausgerichtet zu sein. Dabei sind nicht nur der Endzustand nach erfolgtem Energiesystemumbau und somit alternative Zielbilder zu berücksichtigen, sondern auch die (unterschiedlichen) Wege zu untersuchen, wie vom heutigen System ausgehend dieser Endzustand erreicht werden kann. Ein öffentliches Planungsregime, das die aufgezeigten Anforderungen erfüllt, wird folgend als „Systementwicklungsplanung“ (SEP) bezeichnet.

Technisch-systemische Analysen zu Transformations-Szenarien, wie sie etwa in den „BMWi-Langfristszenarien“, aber durchaus auch in anderen Studien durchgeführt werden, können als wesentliche Elemente der im Rahmen einer SEP durchzuführenden Untersuchungen angesehen werden. Die relative Bewertung von im Rahmen derartiger Analysen betrachteter Transformations-Szenarien ist nicht nur im Regelfall schwierig, weil – zunächst (implizit) von Unsicherheiten bei den Analyseergebnissen abstrahierend – im Lichte unterschiedlicher Ziele und daraus abgeleiteter Kriterien die verschiedenen Szenarien unterschiedlich zu reihen sind, sondern auch deshalb herausfordernd, weil die Analysen auf Annahmen bezüglich Parametern basieren, deren zukünftige Ausprägungen unsicher sind. Durch Sensitivitätsanalysen hinsichtlich der Transformations-Szenarien ist es dabei zumindest in einem gewissen Ausmaß möglich, die Implikationen von Annahmen zu unsicheren Umweltbedingungen aufzuzeigen. Denkbar ist es ferner auch, alternative Szenarien mit Bezug zu unsicheren Umweltbedingungen zu betrachten. Nicht zuletzt bestehen auch Unsicherheiten, weil die Methoden zur Energiesystemmodellierung und zur Analyse von Transformations-Szenarien (im Kontext aktuell bestehender Defizite) weiterzuentwickeln sind und weiterentwickelt werden. Vor diesem Hintergrund ist es denkbar bzw. zu erwarten, dass Wissenszuwächse (hinsichtlich Umweltbedingungen einerseits sowie bezüglich methodischer Fragen bei der Analyse von Transformations-Szenarien andererseits) erfolgen werden, die zu einer „Verschiebung“ der relativen Eignung von Transformations-Szenarien führen können. Entscheidungstheoretische Erkenntnisse zeigen an, dass die Verzögerung von Entscheidungen bezüglich der Auswahl eines anzustrebenden Transformations-Szenarios bzw. das Verzögern der Umsetzung von (in einzelnen oder auch in mehreren Transformations-Szenarien „enthaltenen“) Maßnahmen bei zu erwartendem Wissenszuwachs Vorteile aufweisen kann, was die damit einhergehenden Nachteile übersteigen und insofern sinnvoll sein kann. Allerdings ist es infolgedessen auch nicht zielführend, eine Systementwicklungsplanung nur einmalig durchzuführen, sondern vielmehr hat diese dann ein während der die kommenden Jahrzehnte andauernden Transformation regelmäßig zu durchlaufender Planungsprozess zu sein; hiervon wird folgend ausgegangen.

Unter Berücksichtigung verschiedener denkbarer Transformations-Szenarien, die ggf. unter Berücksichtigung definierter Ziele (relativ) beurteilt sowie hinsichtlich des Ausmaßes und der Implikationen der Unsicherheiten bezüglich der ihnen zugeschriebenen Wirkungen untersucht worden sind, können als Folge des aufgezeigten (entscheidungstheoretisch fundierten) Vorgehens Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel abgeleitet werden, die bereits kurzfristig umgesetzt werden sollten bzw. müssen, wenn die auf Klimaneutralität ausgerichtete Transformation des Energiesystems im politisch beschlossenen Zeitrahmen umgesetzt werden soll. Dabei ist in Betracht zu ziehen, auch Maßnahmen zu berücksichtigen, die zwar nicht für alle (noch) in Erwägung gezogenen Transformations-Szenarien (mehr oder weniger) erforderlich sind, aber Optionen schaffen bzw. erhalten und insofern eine Verzögerung von Auswahlentscheidungen zwischen Transformations-Szenarien ermöglichen. Die Inkaufnahme damit einhergehender (Zusatz-)Kosten kann u. a. vorteilhaft sein, um Wissenszuwächse hinsichtlich der Eignung von Transformations-Szenarien abwarten und dann bei (zukünftigen) Entscheidungen adäquat berücksichtigen zu können. Vor diesem Hintergrund können Strategien bezüglich der Systemtransformation definiert werden, die erstens eine Offenheit für bestimmte Transformations-Szenarien aufweisen, denen allen (noch) das Potential zugeschrieben wird, dass sie zukünftig als das bevorzugte Transformations-Szenario eingestuft und als anzustrebendes Zielbild „auserwählt“ werden, und zweitens (mehr oder

weniger konkrete) Maßnahmen anzeigen, die kurzfristig realisiert werden sollten. Derartige Maßnahmen, die regelmäßig nicht konkrete Einzelinvestitionen, sondern eher Investitionserfordernisse bezüglich der Wahrnehmung grundsätzlicher Funktionen im Energiesystem adressieren dürften, werden sich nicht zuletzt auch auf den Infrastrukturbereich und vor allem die Netzinfrastrukturen auf zentraler Ebene beziehen, können aber auch die dezentrale Ebene des Energiesystems oder Nachfragebereiche betreffen, die in aggregierter Form betrachtet werden. Es bietet sich an, dass die Zusammenstellung derartiger Maßnahmen in einem Plan erfolgt, der als „Systemanpassungsplan“ (SAP) bezeichnet werden kann. Dieser SAP ist als integraler Bestandteil einer Strategie zur Systemtransformation, im Folgenden auch als „Systementwicklungsstrategie“ (SES) bezeichnet, anzusehen, die auch die zu dem entsprechenden Zeitpunkt (noch) bestehende Offenheit bezüglich bestimmter Transformations-Szenarien anzeigt. In einem SAP sollten im Übrigen auch Maßnahmen aufgezeigt werden, die eine Spezifität bezüglich lediglich einzelner der in Betracht gezogenen Transformations-Szenarien aufweisen und in diesem Kontext (zumindest) vorläufig nicht umgesetzt werden sollten.

Es erscheint empfehlenswert, dass eine derartige Systementwicklungsstrategie darauf hinweist, welche Wissenszuwächse erforderlich bzw. hilfreich sind, um zukünftig in einer verbesserten Weise die Eignung der (noch) „zur Verfügung stehenden“ Transformations-Szenarien beurteilen sowie damit einhergehend möglicherweise die Anzahl der weiterhin in Betracht zu ziehenden Szenarien reduzieren oder sich eventuell sogar für eines der Szenarien entscheiden zu können. Auch denkbar ist unter Berücksichtigung der zwischenzeitlichen Wissenszuwächse die zukünftige Entwicklung und Beurteilung weiterer, alternativer Transformations-Szenarien. Ferner sollte eine Systementwicklungsstrategie auf risikobehaftete Größen hinweisen, die u. U. beeinflusst werden können, um die Eignung von Szenarien zu erhöhen und damit die Kosten der Transformation zu senken. Dies kann beispielsweise Kostenreduktionspotentiale bei einzelnen Technologien betreffen, welche ggf. durch entsprechende Maßnahmen im Bereich der Forschung und Entwicklung adressiert werden können. Nicht zuletzt ist in diesem Zusammenhang auf den Import von Energie hinzuweisen. Die beispielsweise für bestimmte Mengen an Import-Wasserstoff mit bestimmten Eigenschaften zu zahlenden Preise dürften durch entsprechende Import- und insofern Beschaffungsstrategien beeinflusst werden können, wobei frühzeitige diesbezügliche Strategieentwicklungen u. U. zu relevanten Vorteilen führen können. Die einzelnen Bestandteile einer SES sind auch überblicksartig in Abbildung 1 dargestellt.

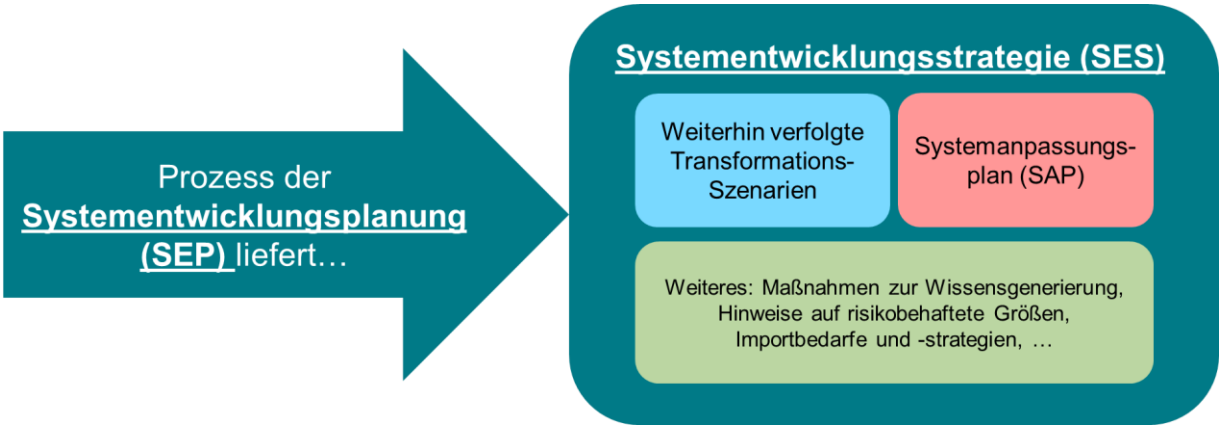

Abbildung 1: Bestandteile einer Systementwicklungsstrategie (SES)

PLANUNGSREICHWEITE UND ANALYSETIEFE

Festzulegen ist, welche Reichweite hinsichtlich der Planungen und insofern der aufzuzeigenden Handlungsempfehlungen sowie welche Tiefe hinsichtlich der durchzuführenden Analysen im Rahmen einer SEP angestrebt wird. Um die relevanten Koordinationsfragen adäquat adressieren zu können, haben sich die Planungen grundsätzlich auf sämtliche Bestandteile des Energiesystems zu beziehen, jedoch kann und sollte dies umfangreich im Rahmen aggregierter Betrachtungen erfolgen. Derartige aggregierte Betrachtungen sind z. B. angemessen für Umwandlungs- und Speicheranlagen auf dezentraler Ebene und in den (End-)Nachfragebereichen. Ferner gilt dies auch für die Netzinfrastrukturen auf dezentraler Ebene, die die (End-)Nachfrager anbinden und damit determinieren bzw. zumindest maßgeblichen Einfluss darauf haben, wie diese Energie nachfragen und in diesem Zusammenhang nicht zuletzt auch die Wärmeversorgung der Gebäude ausgestalten. Die Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene hingegen sollten im Rahmen einer SEP und somit auch in einem SAP recht umfassend und detailliert betrachtet werden.

Zentrale Fragestellung einer SEP und vor allem eines SAP ist die technische Systemausgestaltung und -entwicklung und in diesem Zusammenhang werden (explizit oder implizit) die (Infrastruktur-)Anlagen des Energiesystems und insofern Investitions- und Desinvestitionsmaßnahmen adressiert. Auch die Anlagen im Bereich der Energienachfrage sind zu berücksichtigen, was insbesondere für die Industrie (wie z. B. die Stahlerzeugung) und die Haushalte (z. B. in Bezug auf die Wärmeversorgung und die damit interdependente Gebäudedämmung) gilt. Fragen der Kapazitätsallokation und somit der Betriebsregeln, welche wiederum mit Fragen der Bepreisung und damit auch Finanzierungsthemen zusammenhängen, könnten und sollten zur Reduktion der Komplexität einer SEP möglichst weitgehend ausgeklammert werden, was nicht zuletzt auch die Kapazitätsallokation im Bereich der Netzinfrastrukturen betrifft. Dies geht mit gewissen Nachteilen einher, da der (genaue) Kapazitätsbedarf bei bestimmten Anlagegütern nur unter Berücksichtigung von Kapazitätsallokationsmechanismen ermittelt werden kann. Allerdings wird es im Rahmen einer SEP im Kontext der vielfältigen dabei vorliegenden Unsicherheiten ohnehin erforderlich sein, (Kapazitäts-)Reserven einzuplanen, und damit einhergehend werden dann auch Optionen erhalten, später zwischen unterschiedlichen Kapazitätsallokationsmechanismen auswählen zu können.[76]

Entscheidungen bezüglich Transformationspfaden für den Umbau des Energiesystems können mit erheblichen Verteilungswirkungen einhergehen. Dies kann zunächst für Entscheidungen im Rahmen einer SEP gelten, mit denen bestimmte Transformations-Szenarien „abgeschnitten“ werden, d. h. mit denen festgelegt wird, dass diese Szenarien nicht mehr für den Umbau des Energiesystems in Betracht gezogen werden sollen. Nicht zuletzt gilt dies jedoch auch für die zukünftig (irgendwann) zu fällende (finale) Entscheidung, wie der Umbau des Energiesystems genau erfolgen und auf welches Zielbild er somit ausgerichtet sein soll. Im Hinblick auf die Entwicklung von (Gegen-)Maßnahmen zur Gewährleistung der politischen Durchsetzbarkeit derartiger Entscheidungen und eventuell auch im Hinblick auf die

[76] Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass aufgrund der z. B. in Beckers et al. (2009, S. 79 ff.) thematisierten gesellschaftlichen Risikoaversion bezüglich des systematischen Risikos durchaus in einem nicht zu geringen Umfang (Kapazitäts-)Reserven eingeplant werden sollten.

Förderung eines Verständnisses über etwaige verfassungsrechtlich gebotene Kompensationen kann es vorteilhaft sein, im Rahmen einer SEP Verteilungswirkungen aufzuzeigen, die mit bestimmten Entscheidungen bezüglich Transformations-Szenarien einhergehen. Damit einhergehend kann es sich ggf. anbieten, bereits denkbare Kompensationsmaßnahmen zu entwickeln und darzustellen. Allerdings könnte wohl darauf verzichtet werden, bei jeder SEP Verteilungswirkungen in einer einheitlichen, sehr umfangreichen Weise zu untersuchen. Vielmehr könnte in Betracht gezogen werden, dies insbesondere im Rahmen oder im zeitlichen Kontext von SEP durchzuführen, in denen Entscheidungen getroffen werden sollten bzw. voraussichtlich getroffen werden, die mit erheblichen Verteilungseffekten einhergehen.

Auf zentraler Ebene des Energiesystems und damit mit Bezug zu den dem Ferntransport von Energie dienenden Netzinfrastrukturen sowie den der zentralen Ebene zuzurechnenden Umwandlungs- und Speicheranlagen dürfte es sich anbieten, dass im Anschluss an die Erstellung eines SAP in auf Teilsysteme bezogenen „Teilsystementwicklungsplanungen“ (TSEP) vertiefte und insofern detailliertere Analysen erfolgen, die zur Erstellung von „Teilsystemanpassungsplänen“ (TSAP) führen, in denen vorzunehmende Maßnahmen konkreter aufgezeigt werden, worauf auch noch in Abschnitt 3.3.2 eingegangen wird.[77] Damit einhergehend werden eine Planungssequenz und Planungshierarchien etabliert. Die Trennung von SEP und TSEP geht mit dem Nachteil einher, dass diese Planungen aufeinander abzustimmen sind und hierfür Schnittstellen zu definieren sind.[78] Allerdings wird durch diese Trennung der Planungen auch die Komplexität im Rahmen der einzelnen Planungsverfahren reduziert. Dieser Vorteil betrifft nicht zuletzt die jeweils durchzuführenden Analysen und die Anforderungen an deren Tiefe und Breite. Außerdem kann es von Vorteil sein, wenn die in einer SEP und einem SAP adressierten Maßnahmen – anders als in TSEP – kein (zu) hohes Konkretheitsniveau erreichen. So kann ggf. die Gefahr beseitigt bzw. zumindest reduziert werden, dass von konkreten (Einzel-)Maßnahmen negativ betroffene Akteure ihre Widerstände in die grundsätzliche Diskussion bezüglich der Eignung von Transformations-Szenarien im Rahmen einer SEP „hineintragen“.[79]

Bei der Ausgestaltung von (öffentlichen) Planungsregimen im staatlichen Mehrebenensystem, die die Energieinfrastrukturen auf dezentraler Ebene adressieren, ist festzulegen, wie diese die Ergebnisse einer SEP, die diesen Systembereich betreffen, und vor allem auch einen SAP adäquat aufgreifen können, was in Abschnitt 3.2.3 noch thematisiert wird. Dies gilt in analoger Weise auch für (öffentliche)

[77] In Abhängigkeit des Wissensstandes bei der Erstellung von TSAP wird es vorteilhaft sein, deren Ergebnisse bzw. Handlungsempfehlungen entweder direkt aufzunehmen und planerisch über konkrete Maßnahmen zu entscheiden oder indirekt wirken zu lassen, indem institutionelle Zwischenlösungen gestaltet werden und insofern marktliche Prozesse in einem gewissen Ausmaß die konkreten Investitionsentscheidungen mitbeeinflussen. Dies betrifft die Ausgestaltung von Planungsregimen bezüglich der Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene, worauf in Abschnitt 3.3 noch explizit eingegangen wird.

[78] In diesem Zusammenhang kann es sich anbieten, Koordinationsregeln zu definieren und Regeln bezüglich des Wissensaustauschs zwischen einer SEP und TSEP festzulegen. Dies betrifft nicht zuletzt die Gestaltung des institutionellen Rahmens für eine SEP, worauf in Abschnitt 3.2.1.3 noch eingegangen wird.

[79] Unabhängig davon kann es sinnvoll sein, im Rahmen der Diskussion von Transformations-Szenarien auch die mit diesen jeweils einhergehenden Akzeptanzprobleme zu berücksichtigen, worauf nachfolgend noch eingegangen wird. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass durch Kompensations- und Ausgleichsmaßnahmen das Ausmaß von Akzeptanzproblemen bei bestimmten Transformations-Szenarien durchaus beeinflusst werden kann.

Planungsregime bezüglich der Anlagen in den (End-)Nachfragebereichen, auf die ebenfalls im Rahmen von Abschnitt 3.2.3 (kurz) eingegangen wird.

Um die dargestellte Planungsreichweite erreichen zu können, haben die Analysen im Rahmen einer SEP die einzelnen Bestandteile des Gesamtsystems in entsprechend dazu passender Weise (und somit teilweise in eher aggregierter und teilweise in recht konkreter Form) zu berücksichtigen. Dabei sind auch räumliche Aspekte und vor allem die räumliche Verteilung von Erzeugung und Nachfrage zu beachten. Sofern es möglich ist, können bzw. sollten dezentrale Bestandteile des Energiesystems durchaus in einer detaillierteren Weise berücksichtigt und die Analysetiefe sollte in dieser Hinsicht somit ausgeweitet werden. Ob und ggf. in welchem Ausmaß dies gelingt, steht allerdings auch damit in Verbindung, inwieweit (d. h. in welchem Detaillierungsgrad) Daten und Informationen bezüglich der Anlagen im Haushalts- bzw. Gebäudebereich und der Energieinfrastrukturen auf dezentraler Ebene im Rahmen einer SEP zur Verfügung stehen. Dies ist nicht zuletzt von (speziell verfassungs-)rechtlichen Fragen bezüglich der Möglichkeiten der öffentlichen Hand im Allgemeinen und der für die SEP verantwortlichen zentralen Ebene im Speziellen abhängig, die Bereitstellung entsprechender Daten und Informationen (insbesondere von Unternehmen sowie auch von Gebäudeeigentümern und möglicherweise weiteren Akteuren) einfordern zu können.[80]

FRAGE DER FACHLICHEN, POLITISCHEN UND GESELLSCHAFTLICHEN INVOLVIERUNG

Eine SEP erfordert umfangreiche fachliche Analysen. Im Rahmen einer SEP und bei der Aufstellung einer SES und eines SAP sind jedoch gewichtige Entscheidungen zu fällen, bei denen eine Delegation aus dem politischen Bereich an die Fachebene problematisch ist, weil es (aufgrund von Kontrahierungsproblemen) schwierig ist, für die Fachebene klare Vorgaben zu etablieren, und ggf. auch über Verteilungsfragen zu urteilen ist. Allerdings ist eine politische Involvierung und Entscheidungsfällung innerhalb eines Planungsprozesses keinesfalls unproblematisch. Dies gilt zunächst wegen der Gefahr zeitlicher Verzögerungen durch den politischen Diskussions- und Entscheidungsprozess. Ferner ist auch die Gefahr von politischem Opportunismus zu berücksichtigen, welcher jedoch zumindest entgegengewirkt werden kann, indem Transparenz bezüglich des Planungsprozesses und der politischen Involvierung sichergestellt wird und damit einhergehend gesellschaftliche Akteure gewisse Kontrollfunktionen übernehmen können. Es scheint unvermeidlich, diese gegenläufigen Argumente bezüglich der politischen Involvierung mit Bezug zu einzelnen Schritten einer SEP abzuwägen und dabei die Option der Gewährleistung von Transparenz zu berücksichtigen sowie darauf aufbauend einen umsetzbaren „Kompromissvorschlag“ für die Ausgestaltung des Planungsprozesses abzuleiten; hierauf wird in den folgenden Abschnitten 3.2.1.2 und 3.2.1.3 noch näher eingegangen.

3.2.1.2 (Prozess-)Schritte des Planungsverfahrens

ÜBERBLICK

Der Prozess einer Systementwicklungsplanung (SEP) kann – wie in Abbildung 2 dargestellt – in verschiedene (Prozess-)Schritte unterteilt werden, die drei Abschnitten zugeordnet werden können. Ein

[80] Der Aspekt der Daten- und Informationsbereitstellung zum Zweck öffentlicher Planungen wird in Abschnitt 3.2.1.4 noch näher thematisiert und auch (kurz) verfassungsrechtlich bewertet.

erster Abschnitt A umfasst die Analyse und Bewertung von (System-)Transformations-Szenarien und beinhaltet die Prozessschritte A.1 bis A.8. In einem zweiten (Planungs-)Abschnitt B erfolgt in den Prozessschritten B.1 bis B.4 die Erstellung der Systemanpassungsplanung (SAP). In einem abschließenden Abschnitt C wird die Systementwicklungsstrategie (SES) im Rahmen der Prozessschritte C.1 und C.2 vervollständigt und abgeschlossen. Bei der Systementwicklungsplanung werden die Prozessschritte zwar grundsätzlich nacheinander abgearbeitet, aber es können (und werden) an diversen Stellen Rücksprünge erfolgen.

Folgend können die einzelnen Prozessschritte einer SEP nicht im Detail vorgestellt und diskutiert werden; vielmehr soll ein grober Überblick gegeben werden, wie eine SEP ablaufen könnte, und dabei mit Bezug zu den einzelnen Prozessschritten die Frage der Aufgabenwahrnehmung durch die Fachebene und die Politik berücksichtigt werden, welche dann anschließend in Abschnitt 3.2.1.3.1 nochmals übergreifend diskutiert wird. Ferner wird z. T. thematisiert, inwieweit sich einzelne Prozessschritte bei verschiedenen (also in verschiedenen Jahren stattfindenden) SEP unterscheiden dürften, was Einfluss darauf hat, inwieweit SEP-übergreifende Regelungen bezüglich der einzelnen Prozessschritte etabliert werden könnten; dies wird anschließend im Abschnitt 3.2.1.3.1 ebenfalls noch übergreifend betrachtet.

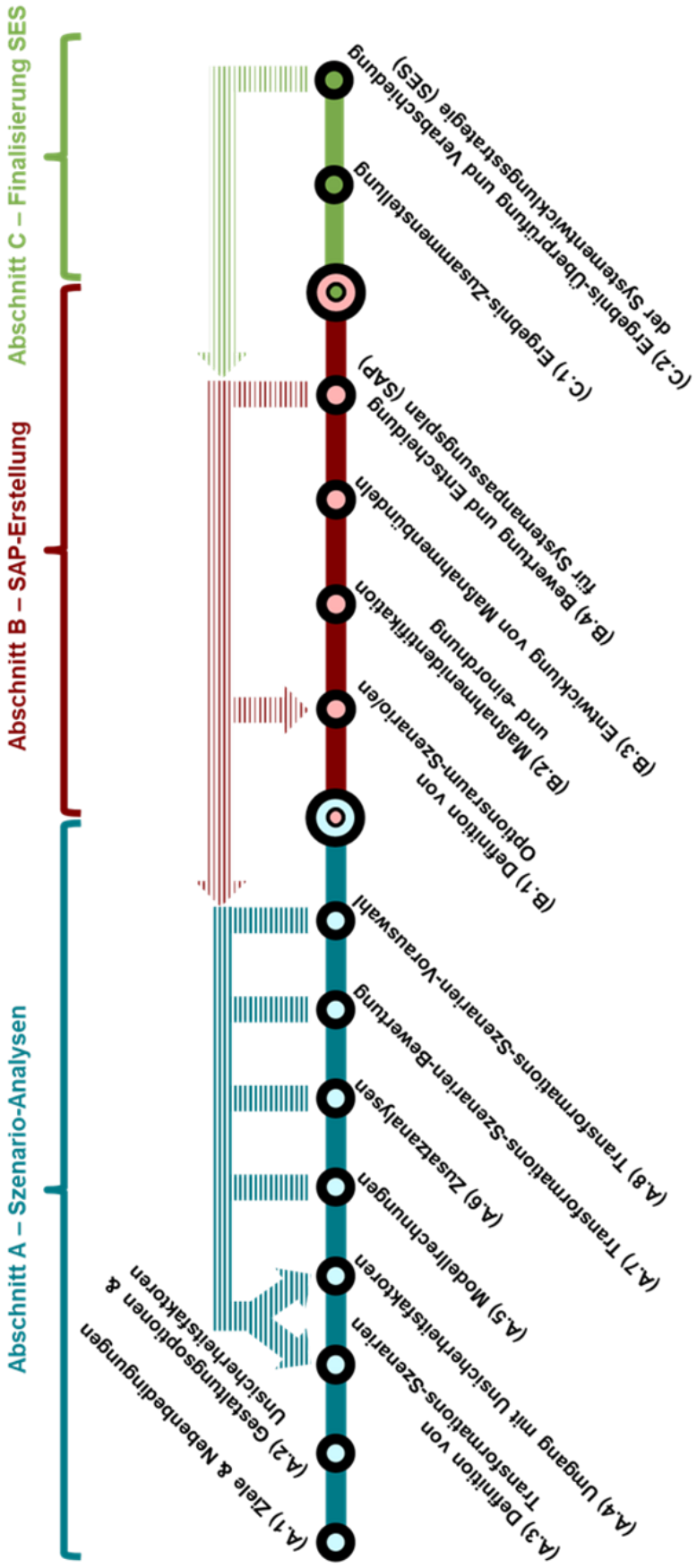

Abbildung 2: Überblick über die (möglichen) Prozessschritte einer Systementwicklungsplanung

ABSCHNITT A: ANALYSE VON TRANSFORMATIONS-SZENARIEN – PROZESSSCHRITTE A.1 BIS A.8

In einem ***Prozessschritt A.1*** müssen die Ziele und die (unverrückbaren) Nebenbedingungen fixiert werden, die für die Bewertung alternativer Transformations-Szenarien anzuwenden bzw. durch die einzelnen Transformations-Szenarien einzuhalten sind. Eine derartige Zielfestsetzung hat grundsätzlich politisch zu erfolgen. Wesentliche Kriterien werden sicherlich SEP-übergreifend etabliert werden können, aber in Abhängigkeit des Standes der Systemtransformation werden spezielle weitere (Bewertungs-)Kriterien zu definieren sein.

In einem ***Prozessschritt A.2*** bietet es sich an, zum einen darzulegen, welche technisch-systemischen Gestaltungsparameter und -optionen bestehen, die für die Entwicklung und Definition von Transformations-Szenarien „genutzt" und variiert werden können. Wie bereits erläutert, sollte in einer SEP der Fokus auf der technisch-systemischen Gestaltung des Energiesystems liegen und institutionelle Gestaltungsfragen sollten grundsätzlich jenseits einer SEP untersucht und beantwortet werden und können insofern in einer SEP weitgehend unberücksichtigt bleiben. Zum anderen ist festzustellen, welche Unsicherheitsfaktoren hinsichtlich der zukünftigen Umweltbedingungen vorliegen. Eine politische Involvierung in diesem Prozessschritt scheint grundsätzlich nicht geboten zu sein. Denkbar ist allenfalls, dass politisch festgelegt wird, dass bestimmte denkbare Gestaltungsoptionen nicht „genutzt" werden dürfen. In Abhängigkeit des Standes der Systemtransformationen werden im Übrigen unterschiedliche Gestaltungsfragen im Blickpunkt stehen und verschiedene Umweltunsicherheiten Relevanz aufweisen.

In einem ***Prozessschritt A.3*** sind sodann die Transformations-Szenarien zu definieren, die anschließend untersucht werden. Hierfür kann es sich anbieten, zunächst verschiedene „Grundgedanken", die den einzelnen Transformations-Szenarien zugrunde liegen (sollen), zu entwickeln. Diese Grundgedanken können (auch) von der politischen Ebene eingebracht werden. Mit Bezug zu derartigen Grundgedanken sind die Transformations-Szenarien dann („in sich stimmig") zu parametrieren. Sofern im Rahmen der anschließenden Analysen festgestellt wird, dass die Transformations-Szenarien Nebenbedingungen verletzen oder (voraussichtlich) durch gewisse Gestaltungsanpassungen behebbare Schwächen aufweisen, so kann im Rahmen von (Prozess-)Rücksprüngen eine Modifikation der entsprechenden Transformations-Szenarien erfolgen. Es liegt nahe, auch die Expertise der Fachebene zu nutzen und diese Transformations-Szenarien festlegen zu lassen, denen sie ein hohes Potential zuspricht.

In einem ***Prozessschritt A.4*** ist zu entscheiden, wie mit (in Prozessschritt A.2 identifizierten) unsicheren Umweltbedingungen umzugehen ist. Denkbar ist unter anderem, dass für einzelne unsichere Parameter (eindeutige) Annahmen getroffen werden oder dass eigens alternative Szenarien mit Bezug zu den unsicheren Umweltbedingungen definiert und untersucht werden. Auch sind (ggf. nachgelagerte) Sensitivitätsanalysen mit Bezug zu einzelnen unsicheren Parametern denkbar, worauf bei der Darstellung von Prozessschritt A.7 nochmals eingegangen wird. Grundsätzlich dürfte der Arbeitsanteil der Fachebene bei diesem Prozessschritt hoch sein, aber eine politische Involvierung und Entscheidung bezüglich des Umgangs mit Unsicherheitsfaktoren ist auch nicht auszuschließen.

Die Analysen bezüglich der einzelnen Transformations-Szenarien erfolgen in einem ***Prozessschritt A.5***. Dabei können (insbesondere) Rücksprünge zu dem Prozessschritt A.3 geboten sein, um im Rahmen der Analysen identifizierte Defizite und Verbesserungspotentiale bei der Gestaltung von Szenarien

zu beseitigen bzw. umzusetzen. Eine politische Involvierung ist bei diesem Prozessschritt grundsätzlich nicht vorzusehen.

In speziellen Zusatzanalysen in einem ***Prozessschritt A.6*** können Aspekte (ggf. auch nur mit Bezug zu einzelnen der vorliegenden Transformations-Szenarien) untersucht werden, die standardmäßig (im Rahmen von Prozessschritt A.5) nicht Teil der Untersuchungen sind. Dies kann beispielsweise Verteilungsfragen und Möglichkeiten zum Ausgleich von Verteilungseffekten betreffen.

Auf Basis der in den Analysen ermittelten bzw. prognostizierten Wirkungen im Falle einer Implementierung der einzelnen Transformations-Szenarien erfolgt dann in ***Prozessschritt A.7*** deren Bewertung. Eventuell sind dabei Rücksprünge zu Prozessschritt A.5 vorzusehen, um Sensitivitätsanalysen bezüglich einzelner unsicherer Umweltparameter durchzuführen. Die Relevanz von Umweltunsicherheiten und in diesem Zusammenhang auch die Bedeutung von Sensitivitätsanalysen kann sich in Abhängigkeit des Standes der Systemtransformation deutlich unterscheiden.

In einem finalen ***Prozessschritt A.8*** ist zunächst nachgelagert zu prüfen, ob noch zusätzliche Transformations-Szenarien untersucht werden sollten, denen völlig neue oder modifizierte Grundgedanken zur Systemtransformationen zugrunde liegen können oder die lediglich eher geringfügig angepasste (Ausgestaltungs-)Varianten bereits betrachteter Transformations-Szenarien sind. Der Wert entsprechender zusätzlicher Analysen wird je nach Stand der Systemtransformation u. U. sehr unterschiedlich sein. Ferner kann in diesem Prozessschritt unter Berücksichtigung der Bewertungsergebnisse des vorangegangenen Prozessschrittes möglicherweise eine erste (eher vorläufige) Festlegung erfolgen, welche Transformations-Szenarien zukünftig nicht weiter in Betracht gezogen werden. Bei diesem Prozessschritt liegt es nahe, dass auch die politische Ebene in Entscheidungen einbezogen wird.

Abschnitt B: Erstellung eines Systemanpassungsplans (SAP) – Prozessschritte B.1 bis B.4

Die Ergebnisse aus Prozessschritt A.8 übernehmend beginnt der zweite Abschnitt der SEP mit dem ***Prozessschritt B.1***. Nun sind ein oder mehrere Szenarien zu definieren, die sich dadurch auszeichnen, dass sie (in Abschnitt A des Planungsprozesses untersuchte und bewertete) Transformations-Szenarien beinhalten, die (weiterhin) als möglicher Endzustand und somit als Zielbild für die Systemtransformation in Frage kommen. Diese Szenarien enthalten insofern unterschiedliche Optionsräume bezüglich des Endzustands der Systemtransformation und können daher als „Optionsraum-Szenarien" bezeichnet werden. Je nach Fortschritt der Systemtransformation dürften die Relevanz des Erhalts von Optionen bezüglich des Transformationspfades und -ziels sowie die Komplexität diesbezüglicher Analysen deutlich voneinander abweichen.

In einem ***Prozessschritt B.2*** sind (mehr oder weniger) konkrete Maßnahmen bezüglich der Systemtransformation, die insbesondere Anlagegüter im Bereich der Energieinfrastrukturen oder in den (End-)Nachfragebereichen (wie etwa im Bereich der Haushalte und Unternehmen) betreffen, zu identifizieren, die in einem oder mehreren der Transformations-Szenarien erforderlich sind, die in diesem Abschnitt B der SEP (noch) von Relevanz sind, da sie in einem der in Prozessschritt B.1 definierten Optionsraum-Szenarien enthalten sind. Diese Maßnahmen sind hinsichtlich ihrer Eigenschaften und ihrem Bezug zu den verschiedenen Transformations-Szenarien zu untersuchen, was insbesondere ihre Spezifität bzw.

Relevanz und Zeitkritikalität bezüglich der verschiedenen Transformations-Szenarien betrifft. Mit Bezug zu den verschiedenen Optionsraum-Szenarien ist zu ermitteln, wie einzelne Maßnahmen unter Berücksichtigung des Ausmaßes ihrer Szenario-Spezifität und ihrer Zeitkritikalität (ggf. auch nur im Rahmen einzelner Transformations-Szenarien) einzuordnen sind. Dabei können Maßnahmen sodann – siehe dazu Abbildung 3 – z. B. als „no regret" oder „wait and see" kategorisiert werden. Im Rahmen dieses Prozessschrittes bietet es sich an, weitere Untersuchungen und Überlegungen hinsichtlich der einzelnen Maßnahmen durchzuführen und dabei auch deren Kostenfunktionen genauer zu betrachten, um festzustellen, welche Kosten durch das Schaffen bzw. Erhalten von Optionen entstehen, wenn Maßnahmen mit einer gewissen Szenario-Spezifität (kurzfristig) realisiert werden sollten.

		Szenario-Spezifität von Maßnahmen			
		Null / nicht gegeben („No-regret-Maßnahmen")	**Niedrig** („Low-regret-Maßnahmen")	**Mittel**	**Hoch**
Zeitkritisch (zumindest in einem Szenario)	**Nein**	„can do"	...	...	„wait and see"
	Ja	„must do"	Schaffung von Optionen wohl oftmals sinnvoll	...	...

Abbildung 3: Einordnung von Maßnahmen hinsichtlich Szenario-Spezifität und Zeitkritikalität

In einem ***Prozessschritt B.3*** sind (aufbauend auf die Analysen in Prozessschritt B.2 zu Maßnahmen und deren Bedeutung in einzelnen Transformations-Szenarien) bezüglich der einzelnen Optionsraum-Szenarien Vorschläge für Maßnahmenbündel zu entwickeln, deren Realisierung kurzfristig anzugehen ist, um grundsätzlich in der angestrebten Weise den jeweiligen Optionsraum hinsichtlich der weiterhin in Betracht gezogenen Transformations-Szenarien zu erhalten. Hierbei ist aufzuzeigen, welche (Zusatz-)Kosten damit einhergehen, dass Flexibilität bewahrt bzw. durch Maßnahmen, die entsprechende Optionen generieren, geschaffen wird. In Abhängigkeit des Standes der Systemtransformationen werden bei diesem Prozessschritt in einer sehr unterschiedlichen Weise Fragestellungen bezüglich des Erhalts von Optionen bzw. des Fällens von Entscheidungen über das „Abschneiden" bestimmter Transformations-Szenarien vorliegen. Denkbar ist auch mehrere Varianten für Maßnahmenbündel in einzelnen Optionsraum-Szenarien zu untersuchen, die einerseits unterschiedlich effektiv die jeweils gewünschte Flexibilität erhalten und andererseits unterschiedliche Kosten aufweisen.

In einem ***Prozessschritt B.4*** sind die verschiedenen Optionsraum-Szenarien und ggf. ergänzende Varianten zur Gestaltung von Maßnahmenbündeln bei den einzelnen Optionsraum-Szenarien zu bewerten. Dabei ist nicht zuletzt der Wert zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass die Offenheit für bestimmte Transformations-Szenarien erhalten bleibt. Eventuell sind Rücksprünge zu vorgelagerten Prozessschritten vorzusehen, wobei insbesondere Rücksprünge zu Prozessschritt B.1 oder sogar zu Prozessschritten in (Planungs-)Abschnitt A in Betracht kommen dürften.

Auch wenn Entscheidungen über die Auswahl eines Maßnahmenbündels, das den Systemanpassungsplan (SAP) darstellt, und damit auch über das „Abschneiden" bestimmter Transformations-Szenarien

politisch zu fällen sind, ist die Bedeutung einer fachlichen Aufbereitung der verschiedenen Optionen unter Berücksichtigung entscheidungstheoretischer Erkenntnisse nicht zu unterschätzen. Eine ähnliche Rollenverteilung dürfte für die Fachebene und die politische Ebene auch bei dem Prozessschritt B.1 angemessen sein. Bei Prozessschritt B.2 stehen hingegen die fachlichen Analysen eindeutig im Mittelpunkt. Bei Prozessschritt B.3 werden die fachlichen Arbeiten im Vordergrund stehen, aber eine politische Involvierung in Entscheidungsfällungen kann u. U. angemessen sein.

Abschnitt C: Finalisierung der Systementwicklungsstrategie (SES) – Prozessschritte C.1 und C.2

Im finalen Abschnitt C einer SEP sind in einem ***Prozessschritt C.1*** die Ergebnisse der vorgelagerten Planungsabschnitte A und B zusammenzustellen sowie ergänzende Arbeitsschritte und möglicherweise auch Analysen durchzuführen. So sollte dargestellt werden, bezüglich welcher Aspekte Wissenszuwächse besonders hilfreich sind, um zukünftig in einer verbesserten Weise die Eignung der (noch) „zur Verfügung stehenden" Transformations-Szenarien beurteilen zu können. Damit kann aufgezeigt werden, welche Forschungsaktivitäten sowie Entwicklungs- und Erprobungsmaßnahmen durchgeführt und ggf. infolge entsprechender staatlicher Entscheidungen unterstützt und gefördert werden sollten. Auch strategische Überlegungen bezüglich Energieimporten sollten in diesem Prozessschritt dargelegt werden. Dieser Prozessschritt ist überwiegend, aber nicht nur der Fachebene zuzuordnen. Je nach Stand der Systemtransformation werden hier sehr unterschiedliche Arbeiten und Analysen durchzuführen sein.

Im dem finalen ***Prozessschritt C.2*** sind die vorliegenden Ergebnisse nochmals zu überprüfen, ggf. Rücksprünge anzuordnen und letztendlich ist die Systementwicklungsstrategie zu verabschieden. Hierbei hat die Politik die Hauptrolle zu spielen.

3.2.1.3 Übergreifende Diskussion der Aufgabenwahrnehmung durch Fachebene, Politik und gesellschaftliche Akteure sowie Gestaltung des institutionellen Rahmens

3.2.1.3.1 Aufgabenwahrnehmung und institutioneller Rahmen für den Planungsprozess

Aufgabenwahrnehmung durch Fachebene und politische Ebene

Die Betrachtung der einzelnen Prozessschritte einer SEP im vorangegangenen Abschnitt 3.2.1.2 hat aufgezeigt, dass im Rahmen einer SEP insgesamt umfangreich und bei allen Prozessschritten zu einem gewissen Anteil Aufgaben von der Fachebene wahrzunehmen sind und in diesem Zusammenhang auch viele Entscheidungen im Rahmen der Analysen von dieser getroffen werden können und sollten. Allerdings ist es bei mehreren Prozessschritten naheliegend, Entscheidungsfällungen der politischen Ebene zu überlassen, was aber – wie in Abschnitt 3.2.1.1 thematisiert – auch mit Nachteilen einhergeht. Eine Berücksichtigung der folgenden Aspekte kann hilfreich sein, um einen geeigneten Weg zu identifizieren, wie eine angemessene Involvierung der politischen Ebene in einem SEP-Prozess erfolgen kann:

- Die mit einer politischen Involvierung in die Prozessschritte einer SEP (möglicherweise) einhergehenden Probleme dürften reduziert werden können, wenn zunächst die Fachebene Prozessschritte „abarbeitet" und ihre Ergebnisse dann der politischen Ebene vorstellt, die über das

Recht verfügt, ergänzende Analysen und Rücksprünge zu vorgelagerten Prozessschritten zu verlangen. Von diesem Ansatz sollte jedoch zumindest am Anfang einer SEP abgewichen werden, wenn grundlegende Fragen (vorab) zu klären sind, also z. B. die Ziele der Planungen festzusetzen sind; dabei hat die politische Ebene die dominierende Rolle zu spielen.

- Die Frage einer politischen Involvierung im Rahmen einer SEP kann differenziert(er) betrachtet werden unter Berücksichtigung der Optionen einer legislativen Involvierung einerseits und einer Involvierung der politischen Spitze der Exekutive andererseits. Die Gefahr von Zeitverlusten, die die Durchführung einer SEP unangemessen behindern, wird bei einer Involvierung der politischen Spitze der Exekutive deutlich geringer als bei einer legislativen Involvierung sein. Zu berücksichtigen ist, dass die politische Spitze der Exekutive auch bei den von der Fachebene in der Exekutive wahrgenommen Aufgaben (und i. d. R. auch bei von der exekutiven Fachebene an externe Gutachter/-innen übertragenen Aufgaben) über grundsätzlich weitreichende Möglichkeiten verfügt, in einer (mehr oder weniger) angemessenen Weise Einfluss auszuüben.
- Die Berücksichtigung von Transformations-Szenarien und weiteren Handlungsoptionen im Rahmen der Analysen in einer SEP, die insbesondere von nicht der Regierung angehörenden politischen Akteuren (wie z. B. Oppositionsfraktionen im Bundestag) als potentiell geeignet oder zumindest als in die Untersuchungen prioritär einzubeziehend eingeordnet werden, kann eine hohe Bedeutung haben, um zu fördern, dass es eine breite politische Akzeptanz für die Ergebnisse einer SEP gibt. Eine derartige Akzeptanz wiederum ist von hohem Wert im Kontext der langen Zeitdauer der Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität, während der durchaus Wechsel der politischen Mehrheiten in Parlamenten im Allgemeinen und im Bundestag im Speziellen und damit einhergehend auch unterschiedliche politische Ausrichtungen auf Regierungsseite zu erwarten sind. Vor diesem Hintergrund kann es große Vorteile aufweisen, im Zuge einer SEP Anregungen aus der Legislative und dabei nicht zuletzt auch von den nicht der Regierung angehörenden Fraktionen aufzunehmen und diese bei der Entscheidung über die zu untersuchenden Handlungsoptionen adäquat zu berücksichtigen. Die Bedeutung einer derartigen legislativen Involvierung sollte auch der politischen Spitze der Exekutive bewusst sein, so dass dieser eine gewisse Verantwortung dafür übertragen werden kann, diese Involvierung in angemessener Weise durchzuführen (und diese nicht zu „hintertreiben“).

Vor diesem Hintergrund könnte eine Involvierung der politischen Ebene in eine SEP in der folgenden Weise angedacht werden:

- Nach Vorarbeiten der Fachebene, die dabei Vorgaben der politischen Spitze der Exekutive aufnimmt und sich mit dieser abstimmt, werden grundlegende Überlegungen und Vorschläge zum Vorgehen mit Bezug zu den Prozessschritten A.1 bis A.4 im parlamentarischen Bereich auf Bundesebene, z. B. im für Energiewirtschaft zuständigen Ausschuss des Bundestags, zur Diskussion gestellt. Kritikpunkte und Anregungen aus dem Kreis der verschiedenen Fraktionen werden im Anschluss von der Fachebene bei den Analysen in einer Weise berücksichtigt, die von der politischen Spitze der Exekutive vorgegeben wird bzw. von der Fachebene mit dieser abgestimmt wird.

- Die Prozessschritte A.5 bis C.1 werden in einem ersten Durchlauf von der Fachebene abgearbeitet, wobei es an zentralen Stellen eine umfassende Interaktion mit der politischen Spitze der Exekutive gibt. Eine derartige Abstimmung erscheint insbesondere bei der Initiierung von Zusatzanalysen (z. B. zu Verteilungsfragen) in Prozessschritt A.6, bei der Entscheidung über Analysen zu zusätzlichen Transformations-Szenarien in Prozessschritt A.7, bei der Zusammenstellung von Optionsraum-Szenarien in Prozessschritt B.1 und bei der Erstellung eines Entwurfs für einen SAP in Prozessschritt B.4 geboten.
- Die dann vorliegenden vorläufigen Ergebnisse, insbesondere bezüglich der Bewertung von Transformations-Szenarien und der Entwurf einer SAP, werden im legislativen Bereich (wie bereits erwähnt z. B. im für Energiewirtschaft zuständigen Ausschuss des Bundestags) vor- und zur Diskussion gestellt. Auf Basis der Rückmeldungen erfolgt durch die Fachebene in Abstimmung mit der politischen Spitze der Exekutive eine Überarbeitung bzw. vor allem Ergänzung der Analysen.
- Die (vorerst) finalen Ergebnisse einer SEP werden im Rahmen des Prozessschritts C.2 von der politischen Spitze der Exekutive gewürdigt und ggf. werden nochmals Rücksprünge beschlossen. Die Systementwicklungsstrategie (SES), die insbesondere den SAP enthält und anzeigt, welche Transformations-Szenarien weiter im Optionsraum für den Umbau des Energiesystems verbleiben, wird letztendlich von der politischen Spitze der Exekutive verabschiedet. Aufgrund der Bedeutung der SEP kann sich hierfür ein Beschluss der Bundesregierung anbieten. Für die Frage, ob über die SES im Anschluss an einen Beschluss der Bundesregierung auch der Bundestag entscheiden sollte, erscheinen zwei Gesichtspunkte maßgeblich: Zum einen könnte eine legislative Bedarfsfeststellung durch Gesetz nach dem Modell bisher bekannter gesetzlicher Bedarfsplanungen (BBPlG für Stromübertragungsnetze, FStrABG für Bundesfernstraßen, BSWAG für Bundesschienenwege) zu einer Entlastung nachfolgender Zulassungs- und Planfeststellungsverfahren führen, indem mit rechtlicher Verbindlichkeit der Bedarf (im Planfeststellungsrecht die sogenannte „Planrechtfertigung“) für bestimmte im Gesetz aufgelistete Projekte festgestellt würde. Dies setzt allerdings voraus, dass auf zentraler Ebene des Bundes die konkreten Projekte bereits ausreichend identifiziert sind, bei Infrastrukturvorhaben also bereits ihre wesentlichen Merkmale sowie Anfangs- und Endpunkt feststehen. Dieser für eine gesetzliche Bedarfsfeststellung mit Entlastungswirkung erforderliche Planungsfortschritt könnte dafür sprechen, erst im Zuge nachfolgender Teilsystementwicklungsplanungen (TSEP) und auf Basis der in diesem Kontext erstellten Teilsystemanpassungspläne (TSAP) entsprechende Bedarfsgesetze für den speziellen Sektor (z. B. Stromübertragungsnetze) vorzusehen.[81] Allerdings ist nicht sicher, dass für alle Elemente des Energiesystems nachfolgend spezielle TSEP mit besonderen legislativen Bedarfsfeststellungen erfolgen. Zum anderen vermag eine parlamentarische Bestätigung der Systementwicklungsstrategie dieser eine größere demokratische

[81] Denkbar wäre im Übrigen möglicherweise auch, dass im Zuge der legislativen Beschlussfassung über die SES zunächst für bestimmte Bereiche eine eher „grobe“ Bedarfsfeststellung erfolgt, welche dann anschließend in spezifischen TSEP mit einer weiteren legislativen Bedarfsfeststellung näher konkretisiert wird.

Legitimation vermitteln und ist bereits durch die Transparenz des parlamentarischen Verfahrens geeignet, Akzeptanz zu bewirken.

TRANSPARENZ UND INVOLVIERUNG GESELLSCHAFTLICHER AKTEURE

Es bietet sich an, dass hinsichtlich der politischen und fachlichen Entscheidungen sowie der Analysen im Rahmen einer SEP (aus den vor allem in Abschnitt 3.1.2.4.6 genannten Gründen) weitreichende Transparenz gegenüber der Gesellschaft und damit auch gegenüber der Fachöffentlichkeit und sonstigen Stakeholdern hergestellt wird. Hierfür liegt es nahe, einzelne Punkte im Planungsprozess zu definieren, an denen Zwischenergebnisse, aber auch wichtige Daten und Informationen aus und zu den durchgeführten Analysen öffentlich bereitgestellt werden. An ausgewählten Punkten des Planungsprozesses könnten öffentliche Konsultationen vorgesehen werden, die es Stakeholdern ermöglichen, vorliegende Arbeitsergebnisse zu kritisieren und Anregungen zum weiteren Vorgehen beizusteuern. Dies könnte z. B. zeitgleich mit oder im Vorfeld der thematisierten legislativen Involvierung während des Planungsprozesses erfolgen.

INSTITUTIONELLER RAHMEN FÜR DEN PLANUNGSPROZESS

Es stellt sich die Frage, ob und inwieweit Vorgaben bezüglich des Ablaufes und der Zuordnung von Aufgaben und Kompetenzen bei einer SEP etabliert werden sollten. Die Etablierung eines derartigen institutionellen Rahmens für SEP auf einfachgesetzlicher Ebene würde die folgenden Vorteile aufweisen:

- Aufgrund der Bedeutung einer SEP für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität sollte sichergestellt sein, dass für deren regelmäßige Durchführung die erforderlichen Ressourcen bereitstehen und die Durchführung nicht aufgrund kurzfristiger und kurzfristorientierter politischer Erwägungen verzögert wird. Derartigen Problemen kann eine institutionelle Verankerung der SEP auf gesetzlicher Ebene entgegenwirken.
- Der institutionelle Rahmen kann die Aufgabenzuordnung an die fachliche und die politische Ebene in Grundzügen vorgeben und bezüglich bedeutsamer Punkte des Planungsprozesses explizite Vorgaben machen, was z. B. mit Bezug zur legislativen Involvierung oder der finalen Verabschiedung der Systementwicklungsstrategie vorgesehen werden kann.
- Eine gesetzliche Kodifizierung der Gewährleistung von Transparenz und der Involvierung gesellschaftlicher Akteure in den Planungsprozess kann dazu beitragen, politischem Opportunismus vorzubeugen und eine breite Akzeptanz des Planungsprozesses und seiner Ergebnisse zu fördern.

Festlegungen, die über einzelne SEP hinweg gelten, gehen außerdem mit Vorteilen aufgrund der (Prozess-)Standardisierung einher. Allerdings sollten die Festlegungen auch berücksichtigen, dass im Laufe der Zeit in verschiedenen SEP durchaus sehr unterschiedliche Herausforderungen vorliegen können. Deshalb sollte unbedingt eine Offenheit dafür erhalten bleiben, dass während einzelner SEP zusätzliche Analysen und Klärungsprozesse durchgeführt werden. Dies kann z. B. sinnvoll sein bei SEP, in denen bestimmte Transformations-Szenarien ausgeschlossen werden und in diesem Zusammenhang relevante Verteilungseffekte auftreten könnten, mit deren Ausgleich (oder zumindest Abschwächung) sich die Politik umfangreich befassen möchte und ggf. diesbezügliche Beschlüsse vorzubereiten sind. Vor

diesem Hintergrund kann es sich anbieten, in einem einfachgesetzlichen institutionellen Rahmen lediglich wesentliche Aspekte der SEP zu kodifizieren, zu denen insbesondere Aufgaben, Grundzüge des Planungsablaufes und Aufgabenzuordnungen sowie Transparenzvorgaben gehören.

3.2.1.3.2 Institutioneller Rahmen für die Verknüpfung einer SEP mit Umsetzungsbereichen und nachgelagerten Planungsregimen

Im SAP enthaltene Maßnahmen als (besonders) relevante Ergebnisse für die einzelnen Umsetzungsbereiche

Festzulegen ist, welche Relevanz und Verbindlichkeit die Ergebnisse einer SEP und dabei insbesondere der SAP für die anschließenden Planungsregime in den einzelnen Umsetzungsbereichen (wie z. B. TSEP bezüglich Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene) aufweisen sollen und wie dies im institutionellen Rahmen für die SEP und / oder für die anschließenden Planungsregime zu fixieren ist. Dem SAP kommt dabei eine besondere Bedeutung zu, da er „Erwartungshaltungen" bezüglich Maßnahmen in den einzelnen Umsetzungsbereichen enthält, deren Realisierung grundsätzlich ohne Verzögerungen angegangen werden sollte. Dies soll nun zunächst mit Bezug zu einer „normalen" SEP thematisiert werden, während im Anschluss auf mögliche Besonderheiten bei einer SEP eingegangen wird, die wegweisende Grundsatzentscheidungen zum „Abschneiden" von Transformations-Szenarien enthält, was oftmals mit größeren Verteilungseffekten einhergehen dürfte.

Standard-Ansatz für „normale" SEP

Im Anschluss an eine „normale" SEP könnte einem SAP (sowie auch der übergreifenden SES) lediglich eine informatorische Funktion bezüglich der anschließenden öffentlichen Planungsregime in den verschiedenen Umsetzungsbereichen zugeschrieben werden. Sofern die in einem SAP enthaltenen Maßnahmen im Rahmen dieser anschließenden öffentlichen Planungsregime nicht berücksichtigt würden, würde dies dann „nur" mit politischen Kosten einhergehen. Diese politischen Kosten würden anfallen, weil klar erkennbar wäre, dass gemäß der SEP gebotene Maßnahmen für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems unberücksichtigt blieben. Andererseits könnte gesetzlich kodifiziert werden, dass und wie die in einer SAP enthaltenen Maßnahmen in öffentliche Planungsregime bezüglich einzelner Umsetzungsbereiche einzufließen haben. In diesem Zusammenhang wäre auch festzulegen, wie die Informationen zu diesen Maßnahmen (in einer mehr oder weniger konkreten Form) an die Planungsregime in den Umsetzungsbereichen zu übergeben wären.

Eine gesetzliche Vorgabe zum Berücksichtigen und Aufgreifen des SAP dürfte sich in erster Linie mit Bezug zu den TSEP auf zentraler Ebene des Energiesystems anbieten. Die jeweils relevanten Bestandteile des SAP wären dann als ein Ausgangspunkt bei den Umsetzungsplanungen zu berücksichtigen. Wie konkret bestimmte Maßnahmen in einem SAP dargestellt werden sollten und wie die Übergabe an die TSEP erfolgt, kann an dieser Stelle nicht genauer betrachtet werden. Es erscheint denkbar, dass gesetzliche Vorgaben dazu eher abstrakt gehalten werden sollten, da während der längeren Zeitdauer der Transformation des Energiesystems voraussichtlich in den SAP sehr unterschiedliche Maßnahmen

enthalten sein werden bzw. die Maßnahmen dort in sehr unterschiedlichen Detaillierungsgraden dargestellt werden können bzw. müssen.[82]

An dieser Stelle ist unklar, ob für die Anschlussplanungen in den sonstigen Umsetzungsbereichen Regelplanungsprozesse etabliert werden. In diesem Zusammenhang ist in Betracht zu ziehen, dass bezüglich der Übernahme der Maßnahmen eines SAP in diesen Umsetzungsbereichen oftmals nicht in einer sinnvollen Weise gesetzliche Vorgaben etabliert werden können. Wie dargestellt würde die Missachtung der für die einzelnen Umsetzungsbereiche relevanten Bestandteile einer SAP in den entsprechenden nachgelagerten öffentlichen Planungsregimen mit politischen Kosten einhergehen. Diese „Drohung" sollte nicht unterschätzt werden und hat nicht unbedingt eine deutlich geringere Bedeutung als einfachgesetzliche Verpflichtungen zur Berücksichtigung von SAP-Bestandteilen in den Umsetzungsbereichen. Denn derartige einfachgesetzliche Vorgaben können im Rahmen von öffentlichen Planungsregimen in den Umsetzungsbereichen einfach „ausgehebelt" werden, wenn deren Ergebnisse auf einfachgesetzlichem Niveau beschlossen werden sollten. Dies verweist darauf, dass ein langfristiger gesellschaftlicher und politischer Konsens von erheblicher Bedeutung dafür ist, dass die Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität auf eine effektive und effiziente Weise erreicht wird.

Abweichen vom Standard-Ansatz im (Sonder-)Fall einer weitreichenden Entscheidung bezüglich des Transformationspfades

Sofern in Zukunft wegweisende Grundsatzentscheidungen bezüglich der Transformation des Energiesystems anstehen, mit denen bestimmte Transformations-Szenarien „abgeschnitten" werden oder mit denen eine (finale) Festlegung auf ein bestimmtes Transformations-Szenario erfolgt, dürfte der SEP im Vorfeld der Entscheidungsfällung eine besondere Bedeutung zukommen. Möglicherweise würden dann die Durchführung der SEP und auch die Übernahme ihrer Ergebnisse in den Umsetzungsbereichen nicht gemäß dem Regelprozess auf die „standardmäßige" Weise erfolgen. Um einen ausreichenden gesellschaftlichen Konsens und auch längerfristig bestehende politische Mehrheiten für die Fällung derartiger Grundsatzentscheidungen erreichen zu können, dürfte es bedeutsam sein, Kompensationsmaßnahmen zu entwickeln und zu beschließen, mit denen die Verteilungswirkungen ausgeglichen oder zumindest abgemildert werden, die mit solchen Entscheidungen (zunächst) einhergehen. Im Übrigen kann es zur Vorbereitung der Fällung derartiger Grundsatzentscheidungen sowie der Entwicklung und dem Beschluss von Kompensationsmaßnahmen geboten sein, die in einer „normalen" SEP übliche Analysetiefe und die übliche Planungsreichweite (und dies gerade mit Bezug zur räumlichen und sektoralen Auflösung) auszudehnen.

Die Regelung derartiger Grundsatzentscheidungen und Kompensationsmaßnahmen wird in jedem Fall auf einfachgesetzlicher Ebene erfolgen. Unter Umständen kann es sogar geboten sein, stärkere politische Bindungswirkungen sicherzustellen, nicht zuletzt um den durch Kompensationsmaßnahmen adressierten Akteuren (langfristige) Sicherheit bezüglich ihrer (Kompensations-)Ansprüche zu gewähren, was wiederum die politische Durchsetzbarkeit derartiger Entscheidungen positiv beeinflussen

[82] Wo (d. h. im Rahmen der gesetzlichen Regelungen zu einer SEP oder zu TSEP) gesetzliche Vorgaben zur Schnittstelle zwischen SEP und TSEP definiert werden, hat keine hohe Relevanz. Eine Verortung bei den gesetzlichen Regelungen zu TSEP hätte den Vorteil, dass dort die für TSEP relevanten Regelungen konzentriert vorzufinden sind.

dürfte. Insofern kann im Rahmen der erforderlichen Regelungen bezüglich der Grundsatzentscheidungen über das Vorgehen bei der Systemtransformation und die Kompensationsmaßnahmen unkompliziert auf einfachgesetzlicher Ebene „nebenbei“ (explizit oder implizit) klargestellt werden, dass vom Regelprozess einer SEP und der Übernahme ihrer Ergebnisse in den Umsetzungsbereichen abgewichen wird. Allerdings bedarf ein solches Abweichen vom standardmäßigen Vorgehen der SEP der fachlichen und exekutiven Vorbereitung, bevor die entsprechenden (Kompensations-)Maßnahmen parlamentarisch entschieden und gesetzlich verankert werden können. Deshalb könnte in der gesetzlichen Regelung der Verfahrensstruktur für den SEP-Prozess vorgesehen werden, dass – nach Abstimmung mit der politischen Spitze der Exekutive – eine Weichenstellung in Richtung eines besonderen Verfahrens erfolgt, weil eine Grundsatzentscheidung mit gesteigertem Konsensbedarf und Kompensationsmaßnahmen vorgeschlagen wird bzw. zu erwarten ist.

3.2.1.4 Organisation und Wissensmanagement

Die für die Durchführung einer SEP verantwortliche öffentliche Hand hat sich der Gestaltungsfrage zu stellen, wie sie die dabei anfallenden fachlichen Arbeiten organisiert, d. h. auf welche Governance-Form sie dafür zurückgreift. Die bei einer SEP anfallenden Analyseaufgaben und sonstigen Tätigkeiten können überwiegend nicht oder zumindest nur sehr schlecht auf eine Output-orientierte Weise kontrahiert werden. Im Kontext der hohen Bedeutung einer adäquaten Durchführung einer SEP bzw. einer qualitativ hochwertigen Erstellung der vorzunehmenden Analysen sowie des längerfristig bestehenden Erfordernisses zur Durchführung von SEP liegen gewichtige Argumente dafür vor, dass die öffentliche Hand sich grundsätzlich dafür entscheidet, wesentliche (fachliche) Aufgaben eigenständig wahrzunehmen. In diesem Zusammenhang kann darauf verwiesen werden, dass es vielfältige Beispiele dafür gibt, dass Forschungstätigkeiten und forschungsnahe Aufgaben von öffentlich ausgerichteten Organisationen und unter Nutzung schwacher Anreizregime erfolgreich durchgeführt werden. Allerdings sind Pfadabhängigkeiten zu berücksichtigen. Aktuell dürfte im Bereich der öffentlichen Verwaltung das erforderliche Wissen für die im Rahmen der Erstellung von SEP wahrzunehmenden Analysetätigkeiten, die nicht zuletzt die Analyse von Transformations-Szenarien betreffen, nicht oder nur sehr unzureichend vorliegen. Vor diesem Hintergrund ist Folgendes zu empfehlen:

- Die öffentliche Hand sollte anstreben, baldmöglichst in ihrem Einflussbereich (und somit ohne die Erfordernis der Ausschreibung und Vergabe von Aufträgen) die fachlichen Analysen durchführen zu können, die im Rahmen einer SEP anfallen.
- Kurzfristig ist es für die öffentliche Hand unverzichtbar, im Rahmen von Auftragsbeziehungen Wissen von Beratungsunternehmen und im Bereich der Auftragsforschung tätigen Forschungseinrichtungen einzukaufen, die insbesondere im Bereich der Analyse von Transformations-Szenarien bereits aktiv sind. Da es langfristig vorteilhaft ist, wenn die öffentliche Hand nicht nur eigene Analysefähigkeiten besitzt, sondern vielmehr ergänzend auch auf externe Beratungsunternehmen und Forschungseinrichtungen im Rahmen von Auftragslösungen zurückgreift, kann und sollte den entsprechenden Akteuren angezeigt werden, dass auf ihre Angebote nicht nur in der „Zwischenphase“ zurückgegriffen wird, die endet, wenn die öffentliche Hand eigene Analysefähigkeiten in der gebotenen Qualität aufgebaut hat. Eine derartige Perspektive für die derzeitigen Auftragnehmer der öffentlichen Hand bezüglich längerfristiger Potentiale zum

Akquirieren von Aufträgen kann vorteilhaft sein, sowohl um kurzfristige Qualitätsprobleme zu verhindern als auch auf Seiten der (potentiellen) Auftragnehmer Investitionen in den Wissenserhalt und -ausbau zu stimulieren.

- Die öffentliche Hand sollte den Kapazitätsaufbau, -erhalt und -ausbau hinsichtlich Wissens zur Analyse von Transformations-Szenarien und -Strategien für das Energiesystem fördern. Dies kann zunächst über die Förderung von Forschungseinrichtungen erfolgen, die in den relevanten Themengebieten tätig sind. Ferner ist auch die Förderung entsprechender Forschungsprojekte anzuraten, die nicht nur dem Wissensaufbau, -erhalt und -ausbau dienen, sondern auch zu Ergebnissen führen können, die sich auf die Aufgabenbereiche einer SEP beziehen.

Im Kontext der hohen Bedeutung einerseits der Qualität der fachlichen Analysen, die im Rahmen von SEP durchzuführen sind, und andererseits der Akzeptanz bezüglich der Ergebnisse derartiger Analysen ist anzuraten, durchaus umfangreiche Mittel zur Umsetzung der vorstehenden Empfehlungen bereitzustellen. Nicht zuletzt sollten dabei aber auch die Mittel zum Aufbau eigener Analysefähigkeiten im Bereich der öffentlichen Hand vorgesehen werden.

Nicht unterschätzt werden sollte die (auch bereits in Abschnitt 3.2.1.3.1 thematisierte) Relevanz von Transparenz bezüglich der Analysen, die im Rahmen einer SEP erfolgen. Dabei sollte eine umfassende Transparenz angestrebt werden, die neben (Input-)Daten und Ergebnissen nach Möglichkeit auch die Tools und Modelle umfasst, auf die bei den Analysen zurückgegriffen wird.[83] Infolge einer derartigen Transparenz kann eine Qualitätskontrolle der durchgeführten Analysen durch externe Wissenschaftler/-innen und weitere Stakeholder erfolgen. Dies dürfte wiederum zur Akzeptanz der Ergebnisse einer SEP beitragen.

Nicht zuletzt sei darauf verwiesen, dass es für die qualitativ hochwertige Durchführung der Analysen im Rahmen einer SEP bedeutsam sein kann, Daten und Informationen von Betreibern von Energieinfrastrukturen zu erhalten. Eine derartige Daten- und Informationsbereitstellung dürfte insbesondere bei monopolistischen Betreibern zu keinen relevanten negativen Effekten führen und somit letztendlich auch verfassungsrechtlich unproblematisch durchsetzbar sein. Aber auch bei anderen Energieinfrastrukturbetreibern dürfte eine derartige Daten- und Informationsbereitstellung i. d. R. ohne Probleme regel- und umsetzbar sein. Zum Teil könnte es allerdings erforderlich sein, zur Vermeidung negativer Wettbewerbseffekte für die betroffenen Akteure die Daten und Informationen lediglich in aggregierter Weise darzustellen.

Danach stellt sich die SEP als ein Planungsprozess dar, der von der Exekutive verantwortet und von ihr gesteuert wird, während die Infrastrukturbetreiber in erheblichem Umfang Daten und Analysen als Grundlage und Input für diesen Planungsprozess „zuliefern“. Grundlegende (verfassungs-)rechtliche Hindernisse für diese Aufgaben- und Verantwortungsverteilung bestehen nicht. Mechanismen der Wissensgenerierung sind im Regulierungs- und Umweltrecht bekannt und in der Rechtspraxis auch

[83] Zu beachten ist, dass eine Zustimmung von Beratungsunternehmen, Forschungseinrichtungen und sonstigen denkbaren Auftragnehmern der öffentlichen Hand zu einer solchen Transparenz bezüglich der von ihnen angewendeten Tools und Modelle nur erwartet werden kann, wenn sie entsprechend finanziell kompensiert werden oder die öffentliche Hand die Finanzierung der Erstellung der Tools und Modelle übernimmt.

bewährt. So sieht etwa das Bundes-Klimaschutzgesetz in § 5 eine Verordnungsermächtigung zur Erhebung von Emissionsdaten bei Privaten und Unternehmen vor. Insbesondere für den Energiesektor enthält bereits das geltende Energiewirtschaftsgesetz über allgemeine behördliche Auskunftsrechte (§ 69 Abs. 1 und 2 EnWG) hinaus umfangreiche Informationserhebungen im Zusammenhang mit der Netzentgeltregulierung nach §§ 21 und 21a EnWG (siehe insbesondere §§ 27 ff. ARegV zur Datenerhebung durch die Regulierungsbehörde und zu den Mitteilungspflichten der Netzbetreiber). Darüber hinaus kennt das Energierecht umfangreiche Informationspflichten sowohl im Verhältnis von Letztverbrauchern, Erzeugern, Händlern u. a. zu den Netzbetreibern (§ 12 Abs. 4 EnWG) als auch im Verhältnis zwischen Netzbetreibern und staatlichen Stellen (§ 12 Abs. 5 EnWG). Zu erwähnen sind auch anlassunabhängige Instrumente, die u. a. der möglichen Neuausrichtung der Regulierungsstrategie dienen. Zu diesen gehören turnusgemäße Berichtspflichten der Unternehmen an die Bundesnetzagentur, die etwa den Netzzustand und die Netzausbauplanung oder Versorgungsunterbrechungen betreffen, sowie vor allem das Monitoring der Bundesnetzagentur nach § 35 EnWG (zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben, insbesondere zur Herstellung von Markttransparenz), das sich seinerseits der allgemeinen Auskunftsverpflichtung der Energieversorgungsunternehmen nach § 69 EnWG bedienen kann. Schließlich ist auf die bereits bestehende Ausgestaltung der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas in §§ 12b ff. und § 15a EnWG hinzuweisen, die insgesamt als transparenter Prozess ausgestaltet und mit entsprechenden Veröffentlichungspflichten sowie mit Auskunftspflichten der Netzbetreiber gegenüber der Regulierungsbehörde (siehe § 12c Abs. 1 S. 3 und § 15a Abs. 3 S. 3 EnWG) verbunden ist. Im Übrigen zeigen Beispiele aus der Klimaschutzgesetzgebung der Länder, wie durch eine Erhebung der Energieverbrauchsdaten vor Ort die erforderlichen Datengrundlage sowohl für eine lokale Energieplanung als auch für eine zentrale Systementwicklungsplanung geschaffen werden kann.[84]

Wie bereits diese Beispiele aus dem geltenden Recht zeigen, lässt sich die auch für eine SEP erforderliche Informationsgewinnung und -verarbeitung sowohl mit dem grundrechtlichen Schutz der personenbezogenen Daten (Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung) und der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse (Berufsfreiheit) als auch mit den Anforderungen der Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) in Einklang bringen. Erforderlich ist dafür eine gesetzliche Regelung, die die wesentlichen Fragen der Informationserhebung und -verarbeitung regelt, die Eingriffe auf das für die SEP erforderliche und angemessene Maß – insbesondere durch zusammengefasste und anonymisierte Erhebung – begrenzt (Verhältnismäßigkeit), EU-ausländische Unternehmen nicht benachteiligt und bei personenbezogenen Daten die Anforderungen der DSGVO beachtet.

3.2.1.5 Fazit

Im Rahmen einer SEP auf zentraler (Bundes-)Ebene sind Koordinationsfragen bezüglich der Transformation des Energiesystems mit dem Ziel der Klimaneutralität zu adressieren, die das Gesamtsystem betreffen und von höchster Bedeutung sind. Wie erläutert, sollte eine SEP als Regelprozess etabliert werden, um unter Berücksichtigung entscheidungstheoretischer Erkenntnisse in einer adäquaten Weise

[84] Siehe zur Erfassung des Energieverbrauchs durch Gemeinden und Gemeindeverbände insbesondere § 7b des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg vom 23.07.2013 (GBl. S. 229), zuletzt geändert durch Gesetz vom 15.10.2020 (GBl. S. 937), sowie § 7 Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein vom 07.03.2017 (GVOBl. S. 124).

mit Unsicherheiten und im Laufe der Zeit abnehmenden Wissensdefiziten umzugehen. Für diesen Regelprozess sollte auf einfachgesetzlicher Ebene ein institutioneller Rahmen geschaffen werden, der nicht zuletzt das adäquate Zusammenspiel von fachlicher und politischer Aufgabenwahrnehmung im Rahmen einer SEP regelt sowie Vorgaben bezüglich einer umfassenden Transparenz etabliert. Eine Umsetzung der Ergebnisse von SEP und damit einhergehend auch eine möglichst hohe intertemporale Konsistenz der verfolgten Strategie bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität kann jedoch durch einen derartigen institutionellen Rahmen nicht erzwungen werden. Allerdings kann ein (geeignet ausgestalteter) institutioneller Rahmen dazu beitragen, dass die Ergebnisse von SEP eine hohe Akzeptanz aufweisen und es einen (möglichst breiten) gesellschaftlichen Konsens bezüglich des Vorgehens bei der Systemtransformation gibt. Auf diese Weise kann der institutionelle Rahmen letztendlich doch einen Beitrag dazu leisten, dass die Ergebnisse von SEP umgesetzt werden.

3.2.2 Status quo und Reformüberlegungen

3.2.2.1 Status quo

Das geltende deutsche Energie-, Infrastruktur- und Regulierungsrecht kennt ein Instrument, das die dargelegten Anforderungen an eine SEP erfüllt, bislang nicht. Allerdings sind eine Reihe von planerischen und programmatischen Instrumentarien zu konstatieren, die eine sachliche Nähe zum Energiesystem aufweisen oder in ihrer rechtlichen Ausgestaltung gewisse Ähnlichkeit mit der zuvor entworfenen SEP zeigen. Sie sind nachfolgend zu betrachten mit dem Ziel, den „Mehrwert“ einer SEP gegenüber vorhandenen planerischen Instrumenten zu verdeutlichen, Abgrenzungen von und mögliche Zusammenhänge mit einer SEP aufzuzeigen und mögliche Vorbildfunktionen bereits praktizierter (öffentlicher) Planungsregime für die Ausgestaltung einer SEP zu identifizieren.

POLITISCHE PROGRAMME

In den Bereich politischer Programmatik gehören insbesondere die „mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung“, die in § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG explizit zur Grundlage für die von den Übertragungsnetzbetreibern im Szenariorahmen aufzuzeigenden Entwicklungspfade bestimmt sind und die auf diese Weise mittelbar auch dem Netzentwicklungsplan (für die Stromübertragungsnetze) zugrunde liegen. Bei diesen energiepolitischen Zielen handelt es sich allerdings um Ziele auf höchster Abstraktionsstufe wie etwa die Senkung des Primärenergieverbrauchs, die Reduktion der Treibhausgasemissionen oder die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien.[85] Es liegt auf der Hand, dass die hier vorgeschlagene SEP sich im Rahmen dieser Ziele bewegen, in der Konkretisierung und Verbindlichkeit aber deutlich darüber hinausgehen muss.

Vergleichbares dürfte für weitere Programme und Pläne gelten, die – wenngleich stärker formalisiert und teilweise in die neue europäische Governance-Struktur der Energieunion integriert – den Gesetzmäßigkeiten und insbesondere den Unverbindlichkeiten politischer Programmatik folgen. Hierher gehört insbesondere der nationale Energie- und Klimaplan (NECP) auf der Grundlage der Governance-

[85] Vgl. zutreffend Bourwieg (2015, Rn. 19) m. w. N. Verwiesen wird in der Literatur regelmäßig auf das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.06.2011 (BT-Drs. 17/6071), auf die sog. Meseberger Beschlüsse vom 23.8.2007 oder auch auf vom Bundeskabinett verabschiedete Gesetzentwürfe; siehe auch Ruge (2017, Rn. 40).

Verordnung (EU) 2018/1999. Der NECP entfaltet lediglich interne Steuerungswirkung, rechtliche Wirkungen insbesondere gegenüber Dritten kommen ihm nicht zu. Hintergrund ist, dass die Governance-VO den Mitgliedstaaten zwar unmittelbar und verbindlich vorschreibt, dass sie einen Energie- und Klimaplan aufstellen müssen, aber nicht vorgibt, in welcher Art und Weise dieser rechtlich umgesetzt werden muss.[86] Nach Einschätzungen in der Literatur kondensiert der vom Bundeskabinett 2018 der Kommission vorgelegte und dann am 10.06.2020 beschlossene NECP bereits beschlossene nationale Strategien, Ziele und geplante Maßnahmen (Energiekonzept 2010, Klimaschutzplan 2050, Energieeffizienzstrategie Gebäude, nationales Strommarktdesign), ohne konzeptionell etwas Neues zu entwickeln.[87] Der Klimaschutzplan 2050, mit dem Deutschland seine Verpflichtung aus der Governance-Verordnung zur Erstellung einer Langfriststrategie zum Klimaschutz erfüllte, gehört ebenso in diese Kategorie politischer Programmatik wie die sich an den Klimaschutzplan anschließenden Klimaschutzprogramme, die in § 9 Bundes-Klimaschutzgesetz vorgeschrieben sind (Maßnahmen, die die Bundesregierung zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele in den einzelnen Sektoren ergreifen wird).

PLANUNGSREGIME FÜR ÜBERTRAGUNGS- UND FERNLEITUNGSNETZE

Während die erwähnten politischen Strategie-Instrumentarien der hier vorgeschlagenen SEP nur vorgelagert sein können oder den allgemeineren energie-, umwelt- und klimapolitischen Rahmen für eine SEP bilden, erweist sich das vorhandene Planungsregime für Transportnetze als sektorspezifisch nur auf Strom- oder Gastransportnetze bezogen und insoweit als zu wenig übergreifend. Am Beginn des geltenden Planungsregimes für neue Energieleitungen – den Rückbau von Infrastruktur kennt das geltende Energieleitungsplanungsrecht nicht – steht die fachliche Bedarfsplanung, die den energiewirtschaftlichen Bedarf für neue Vorhaben einschließlich der damit zusammenhängenden Einschätzungen und Prognosen bewertet. Diese Bedarfsplanung ist in Deutschland rechtlich erstmals im Jahr 2009 mit dem EnLAG für 24 Vorhaben der Höchstspannungsebene mit vordringlichem Bedarf in Gesetzesform gegossen worden. Diesen Ansatz hat der Gesetzgeber im Jahr 2011 auf das gesamte Übertragungsnetz ausgedehnt und in §§ 12a ff. EnWG zu einem anspruchsvollen dreistufigen Bedarfsplanungsverfahren ausgebaut, das aus einem Szenariorahmen mit zehnjähriger Perspektive, einem darauf beruhenden nationalen Netzentwicklungsplan und schließlich aus einem daraus entwickelten Bundesbedarfsplan in Gesetzesform besteht. Die Aufnahme einzelner Vorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz zieht eine Investitionspflicht der Netzbetreiber nach sich und die Bedarfsfeststellung ist für nachfolgende Projektzulassungsverfahren (Planfeststellung) verbindlich (§ 12e Abs. 4 EnWG).

Diese Grundstruktur gilt für die Fernleitungsnetze der Gasversorgung (§§ 15 ff. EnWG) nur mit wesentlichen Einschränkungen. Der von den Fernleitungsnetzbetreibern unter der „Aufsicht“ der Bundesnetzagentur zu erstellende Netzentwicklungsplan ist nicht aus einem Szenariorahmen zu entwickeln, sondern hat sich lediglich am „Bedarf“ zu orientieren (§ 15a Abs. 1 EnWG). Die Bedarfsfeststellung

[86] Vgl. Schlacke / Knodt (2019, S. 409).

[87] Vgl. zum Entwurf aus 2018 Schlacke / Knodt (2019, S. 408). Zum 2020 beschlossenen NECP siehe etwa Jope (2020), wo sich auch die Nachweise der in den NECP eingeflossenen vorangehenden Strategien und Ziele finden.

erfolgt nicht durch Gesetz und ist nicht für nachfolgende Zulassungsverfahren (Planfeststellung) verbindlich.

Bundesverkehrswegeplanung mit Ausbaugesetzen für Straßen, Schienen und Wasserstraßen als Orientierungshilfe

Sucht man in geltenden Planungsregimen für Infrastrukturen in Deutschland nach Modellen, an denen sich eine SEP orientieren könnte, so kommt neben den ersten Phasen der erwähnten Energienetzentwicklungsplanung (Szenariorahmen) vor allem die Verkehrswegeplanung des Bundes in Betracht.

Investitionen in den Neu- und Ausbau wie auch in die Erhaltung und Erneuerung von Verkehrswegen, die in der Zuständigkeit des Bundes fallen (Bundesschienenwege, Bundesstraßen und Bundeswasserstraßen), werden verkehrsträgerübergreifend im Wege einer politischen Investitionsrahmenplanung durch die Bundesregierung mit einem Zeithorizont von ca. 10 bis 15 Jahren vorbereitet. Der gesetzlich nicht geregelte[88] Planungsprozess, der im Wesentlichen als ein exekutiver – in der Zuständigkeit des BMVI liegender – Projektbewertungs- und -priorisierungsprozess durch Experten unter Beteiligung von Behörden, Verbänden und Öffentlichkeit konzipiert ist und den Anforderungen der Strategischen Umweltprüfung genügen soll,[89] mündet in einen Beschluss der Bundesregierung über den Bundesverkehrswegeplan. Auf der Grundlage des Bundesverkehrswegeplans werden dann die Entwürfe für die Ausbaugesetze (Fernstraßenausbaugesetz, Bundesschienenwegeausbaugesetz, Bundeswasserstraßenausbaugesetz) erstellt, die rechtlich verbindlich für die nachfolgenden Zulassungsentscheidungen (Planfeststellung) den Bedarf für die im Anhang der Ausbaugesetze aufgelisteten Projekte feststellen. Einerseits weist die Bundesverkehrswegeplanung damit Elemente auf, die auch in einer Systementwicklungsplanung enthalten sein sollten, andererseits sind aber auch Diskrepanzen zwischen der Bundesverkehrswegeplanung und einer Systementwicklungsplanung gemäß den Darstellungen im vorstehenden Abschnitt 3.2.1 erkennbar: So ist die Bundesverkehrswegeplanung nicht auf die Transformation des Verkehrssystems in Richtung Klimaneutralität ausgerichtet bzw. nicht in ein entsprechendes (übergeordnetes) Planungsregime eingebettet.

Fazit zum Status quo

Diese knappe Übersicht macht deutlich, dass der Status quo im Energiebereich einerseits geprägt ist durch sektorübergreifende politische Programme und andererseits durch sektoral getrennte Planungsregime für die Stromübertragungsnetze einerseits und die Gasfernleitungen andererseits. Zwischen diesen beiden Stufen besteht offensichtlich die Notwendigkeit für ein Planungsinstrument, das einerseits den sektoralen Planungsregimen vorgelagert ist und das gesamte Energiesystem auf zentraler Ebene erfasst und andererseits über unverbindliche politische Programme hinausgeht, indem es auf Grundlage

[88] Immerhin erwähnt § 3 Abs. 2 Bundesschienenwegeausbaugesetz die Bundesverkehrswegeplanung und stellt Anforderungen an diese: „Der Bedarfsplan für die Bundesschienenwege und die entsprechenden Pläne für andere Verkehrsträger sind im Rahmen der Bundesverkehrswegeplanung aufeinander abzustimmen. Hierbei sind auch Ausbaupläne für den europäischen Eisenbahnverkehr und kombinierten Verkehr, Belange des Umweltschutzes und Zielsetzungen der Raumplanung angemessen zu berücksichtigen."

[89] Siehe für eine Zusammenfassung des Verfahrens BMVI (2016, S. III).

konkreter Transformations-Szenarien und Zielbilder Systemanpassungsplanungen zum Inhalt hat. Diese Lücke könnte eine SEP schließen.

3.2.2.2 Reformüberlegungen

Die bisherigen Überlegungen zu Rationalität und Aufgaben einer Systementwicklungsplanung münden also in den Vorschlag, eine solche durch ein Bundesgesetz zu etablieren, in dem die wesentlichen Organisations- und Verfahrensfragen einer SEP festgeschrieben werden.

Aus dem Verfassungsrecht ergeben sich keine prinzipiellen Hindernisse für ein solches Vorhaben. Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes folgt aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft, Energiewirtschaft), da der Kompetenztitel „Energiewirtschaft" weit zu verstehen ist, mit Ausnahme der Atomenergie zur Regelung der Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie aus allen denkbaren Quellen ermächtigt und auch die Energiepreise, die Leitungsinfrastruktur, die Versorgungsicherheit und die Energieeinsparung umfasst.[90] Die Verwaltungskompetenz, die für die Wahrnehmung der exekutiven Planungsaufgaben durch das zuständige Bundesministerium und / oder eine ggf. eingeschaltete Bundesoberbehörde (wie z. B. die Bundesnetzagentur) erforderlich ist, folgt aus Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG, was allerdings ein Bundesgesetz voraussetzt. Deshalb folgt aus dieser Verfassungsnorm ein zwingender verfassungsrechtlicher Grund dafür, dass die SEP nur durch Bundesgesetz etabliert werden kann. Die nähere gesetzliche Ausgestaltung der SEP wird – zumindest mittelbar und in einer mittelfristigen Perspektive – erhebliche Bedeutung für die Grundrechte der in der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen (wie z. B. der Energieinfrastrukturbetreiber) und der Energieverbraucher bzw. -nachfrager haben. Dabei kann hier offenbleiben, ob und inwieweit bereits die SEP selbst und insbesondere die daraus folgende Systementwicklungsstrategie bereits mit Grundrechtseingriffen verbunden sind oder diese lediglich vorbereiten und erst nachfolgende Planungs- und Vollzugsschritte als Grundrechtseingriff zu qualifizieren wären. Jedenfalls kommt bereits der SEP erhebliche Bedeutung für die zukünftige Ausgestaltung der Energiewirtschaft und für die Grundrechte der an ihr Beteiligten zu. Da der parlamentarische Gesetzgeber „in grundlegenden normativen Bereichen, zumal im Bereich der Grundrechtsausübung, soweit diese staatlicher Regelung zugänglich ist, alle wesentlichen Entscheidungen selbst zu treffen"[91] hat, folgt auch aus dieser Grundrechtsrelevanz die Notwendigkeit, die Grundzüge der SEP gesetzlich auszugestalten. Dabei ist seit langem anerkannt, dass die Sicherstellung der Energieversorgung eine öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung ist, weil die Energieversorgung zum Bereich der Daseinsvorsorge gehört und eine Leistung ist, derer der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf.[92] Zugleich besteht kein Zweifel daran, dass bei der staatlichen Ordnung der Energieversorgung dem Schutz des Lebens und der Gesundheit der

[90] Vgl. zusammenfassend m. w. N. Wittreck (2018, Rn. 51).

[91] BVerfGE 49, 89 (126).

[92] Vgl. BVerfGE 66, 248 (258) sowie auch BVerfGE 134, 242 (338, Rn. 286): „Das Bundesverfassungsgericht hat schon mehrfach die überragende Bedeutung der Sicherung der Energieversorgung für das Gemeinwohl betont. Es hat dabei die Sicherung der Energieversorgung durch geeignete Maßnahmen als öffentliche Aufgabe von größter Bedeutung bezeichnet und die Energieversorgung zum Bereich der Daseinsvorsorge gerechnet, deren Leistung der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf (vgl. BVerfGE 66, 248 <258>; ferner 25, 1 <16>; 30, 292 <323>; 53, 30 <58>; 91, 186 <206>). Die ständige Verfügbarkeit ausreichender Energiemengen ist zudem eine entscheidende Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit der gesamten Wirtschaft (vgl. BVerfGE 30, 292 <324>)."

Bevölkerung (Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG) und dem Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen gegenwärtiger und künftiger Generationen (Art. 20a GG, Umwelt- und Klimaschutz[93]) ein hoher Rang zukommt.[94] Daraus folgt, dass das öffentliche Interesse an einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung geeignet ist, auch erhebliche Grundrechtseingriffe bis hin zu Enteignungen zu rechtfertigen. Für die gesetzliche Ausgestaltung einer Systementwicklungsplanung folgt daraus ein erheblicher Gestaltungsspielraum, der auch erhebliche Grundrechtseingriffe umfassen kann. Dem rechtsstaatlichen Grundsatz des Vertrauensschutzes, der in Art. 14 Abs. 1 GG für vermögenswerte Güter und Investitionen eine eigene Ausprägung gefunden hat, wäre bei der genaueren Ausgestaltung der SEP Rechnung zu tragen, wobei dem „Gesetzgeber für die Überleitung bestehender Rechtslagen, Berechtigungen und Rechtsverhältnisse ein breiter Gestaltungsspielraum“ bleibt und er insbesondere von Verfassungs wegen nicht gehalten ist, „bei Systemwechseln und der Umstellung von Rechtslagen die Betroffenen von jeder Belastung zu verschonen oder jeglicher Sonderlast mit einer Übergangsregelung zu begegnen“[95].

Grundsätzliche Hindernisse für eine nationale planerische Steuerung der Energieinfrastruktur mittels einer SEP bestehen auch aus der Perspektive des Unionsrechts nicht (siehe dazu auch den Anhang in Abschnitt 3.2.3). Weder die Grundfreiheiten (Warenverkehrs-, Dienstleistungsfreiheit) noch die einschlägigen energierechtlichen Verordnungen und Richtlinien der Union enthalten verbindliche Vorgaben, zu denen eine solche SEP grundsätzlich in Widerspruch steht. Das gilt auch dann, wenn die SEP mittelfristig dazu führen würde, dass die Fernleitungen für den Erdgastransport um- oder zurückgebaut und für den Verkehr mit der Ware Erdgas nicht mehr zur Verfügung stünden. Letztlich beruht diese Offenheit des Unionsrechts für eine mitgliedstaatliche Entwicklungsplanung des Energiesystems auf der Vorschrift des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV, wonach die Maßnahmen der Union zur Verwirklichung ihrer Energiepolitik nicht das Recht eines Mitgliedstaates berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.

3.2.3 Anhang: Unionsrechtliche Implikationen einer Systementwicklungsplanung

3.2.3.1 Mitgliedstaatliche Kompetenz zur Etablierung einer SEP

Da in Art. 4 Abs. 2 lit. e und i AEUV die Bereiche Umwelt und Energie der zwischen Union und Mitgliedstaaten geteilten Zuständigkeit zugewiesen sind und die Unionskompetenzen für den Umwelt- und den Energiesektor in Art. 191 ff. AEUV genauer bestimmt werden, stellt sich zunächst die Frage, ob der Bundesrepublik Deutschland die Kompetenz zukommt, eine SEP zu etablieren.

Eine solche Kompetenz könnte primärrechtlich nach Art. 2 Abs. 2 i.V.m. Art. 4 Abs. 2 AEUV gesperrt sein, sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit auf dem hier in Rede stehenden Sachgebiet einer Systementwicklungsplanung für Energieinfrastrukturen ausgeübt hat und eine nationale Systementwicklungsplanung mit dem einschlägigen Sekundärrecht nicht in Einklang stünde. Deshalb ist zunächst

[93] Zum Schutz der Umweltgüter, des Klimas und der Atmosphäre durch Art. 20a GG siehe Schulze-Fielitz (2018, Rn. 32) m. w. N., sowie grundlegend nun auch BVerfG, B. v. 24.03.2021, 1 BvR 2656/18, Rn. 197 ff.

[94] Vgl. BVerfGE 143, 246 (354, Rn. 303).

[95] BVerfGE 143, 246 (383 f., Rn. 372).

das für den vorliegenden Zusammenhang einer SEP maßgebliche Sekundärrecht zu identifizieren und sodann zu prüfen, ob das Konzept einer nationalen SEP mit diesem Sekundärrecht in Einklang zu bringen ist.

Die Frage nach einer Kompetenz der Mitgliedstaaten zur Etablierung einer SEP leitet also über zur Frage nach der Vereinbarkeit einer SEP mit dem geltenden sekundären Unionsrecht.[96]

3.2.3.2 Vereinbarkeit mit einschlägigem Sekundärrecht

Zu identifizieren sind also zunächst die Elemente des Sekundärrechts, die den Sachbereich der Systementwicklungsplanung betreffen.

3.2.3.2.1 Governance-Verordnung (EU) 2018/1999: Nationaler Energie- und Klimaplan mit Langfrist-Strategie

Die Verordnung (EU) 2018/1999 vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz soll die erforderliche Rechtsgrundlage für ein Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz schaffen, mit dem die bis 2030 und langfristig angestrebten Ziele und Zielvorgaben der Energieunion im Einklang mit dem „Übereinkommen von Paris“ durch Maßnahmen der Union und ihrer Mitgliedstaaten erreicht werden (s. ErwGr 1). Überschneidungen mit oder jedenfalls eine Nähe zu der hier in Rede stehenden Systementwicklungsplanung werden deutlich an dem Ziel, die derzeit getrennten Planungs-, Berichterstattungs- und Überwachungsmaßnahmen in den Bereichen Klima und Energie so weit wie möglich zusammenzuführen und zu integrieren (ErwGr 24). Das dazu für die mitgliedstaatliche Ebene vorgeschriebene Instrument ist in erster Linie der integrierte nationale Energie- und Klimaplan (National Energy- and Climate Plan, NECP), der

- jeweils für zehn Jahre gelten und
- einen Überblick über die aktuelle Situation des jeweiligen Energiesystems und der Politik geben,
- nationale Ziele für jede der fünf Dimensionen der Energieunion – (1) Sicherheit der Energieversorgung, (2) Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz, (4) Dekarbonisierung sowie (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit sowie
- die Politiken und Maßnahmen zur Verwirklichung dieser Ziele enthalten und
- sich auf Analysen stützen soll.

Die zentralen Regelungen zum NECP enthält Art. 3 der Governance-Verordnung:

> (1) Jeder Mitgliedstaat übermittelt der Kommission bis zum 31. Dezember 2019 und anschließend bis zum 1. Januar 2029 und danach alle zehn Jahre einen integrierten nationalen Energie- und Klimaplan. Die Pläne enthalten die in Absatz 2 und in Anhang I genannten Elemente. Der erste Plan bezieht sich auf den Zeitraum 2021 bis 2030 unter Berücksichtigung der

[96] Zur weitgehenden Entbehrlichkeit der kompetenzrechtlichen Sperrwirkung im internen Bereich, weil das Unionsrecht seine Wirksamkeit im Wege des Vorrangprinzips gewährleistet, s. nur Oppermann / Classen / Nettesheim, Europarecht, 8. Aufl. 2018, § 11 Rn. 15.

längerfristigen Perspektive. Die nachfolgenden Pläne beziehen sich auf den Zehnjahreszeitraum, der unmittelbar an das Ende des unter den vorigen Plan fallenden Zeitraums anschließt.

(2) Die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne umfassen die folgenden Hauptabschnitte:

a) einen Überblick über das Verfahren, nach dem der integrierte nationale Energie- und Klimaplan aufgestellt wurde, in Form einer Zusammenfassung und einer Beschreibung der öffentlichen Konsultation und Einbeziehung von Interessenträgern, einschließlich der Ergebnisse sowie der regionalen Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten bei der Planaufstellung, wie in den Artikeln 10, 11 und 12 und in Anhang I Teil 1 Abschnitt A Ziffer 1 dieser Verordnung festgelegt;

b) eine Beschreibung der nationalen Ziele, Vorgaben und Beiträge im Zusammenhang mit den Dimensionen der Energieunion gemäß Artikel 4 und Anhang I;

c) eine Beschreibung der geplanten Politiken und Maßnahmen im Zusammenhang mit den entsprechenden Zielen, Vorgaben und Beiträgen gemäß Buchstabe b sowie einen allgemeinen Überblick über die Investitionen, die erforderlich sind, um die entsprechenden Ziele, Vorgaben und Beiträge zu verwirklichen;

d) eine Beschreibung der aktuellen Situation der fünf Dimensionen der Energieunion, auch im Hinblick auf das Energiesystem und die Emissionen bzw. den Abbau von Treibhausgasen, sowie Projektionen für die unter Buchstabe b genannten Ziele mit den derzeitigen Politiken und Maßnahmen;

e) gegebenenfalls eine Beschreibung der rechtlichen und sonstigen Barrieren und Hindernisse für die Verwirklichung der Ziele, Vorgaben oder Beiträge im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und Energieeffizienz;

f) eine Folgenabschätzung zu den zum Erreichen der Ziele gemäß Buchstabe b geplanten Politiken und Maßnahmen, einschließlich ihrer Kohärenz mit den langfristigen Zielen der Reduktion der Treibhausgasemissionen im Rahmen des Übereinkommens von Paris und mit den langfristigen Strategien gemäß Artikel 15;

g) eine allgemeine Bewertung der Auswirkungen der geplanten Politiken und Maßnahmen auf die Wettbewerbsfähigkeit im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion;

h) einen gemäß den Anforderungen und der Struktur in Anhang III der vorliegenden Verordnung erstellten Anhang, der die Methoden und Maßnahmen des Mitgliedstaats zur Erfüllung der Energieeinsparungsverpflichtung gemäß Artikel 7 und Anhang V der Richtlinie 2012/27/EU enthält.

(3) Für ihre integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen müssen die Mitgliedstaaten

a) den Verwaltungsaufwand und die Kosten für alle einschlägigen Interessenträger begrenzen;

> b) den Querverbindungen zwischen den fünf Dimensionen der Energieunion Rechnung tragen, insbesondere dem Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“;
>
> c) über alle fünf Dimensionen hinweg verlässliche und kohärente Daten und Annahmen verwenden, soweit einschlägig;
>
> d) einschätzen, wie viele Haushalte von Energiearmut betroffen sind, und dabei den Energiedienstleistungen für einen Haushalt, die zur Wahrung des im jeweiligen nationalen Zusammenhang grundlegenden Lebensstandards erforderlich sind, den sozialpolitischen Maßnahmen und anderen einschlägigen Politikbereichen sowie den Orientierungshilfen der Kommission zu relevanten Indikatoren zu Energiearmut Rechnung tragen.

Gelangt ein Mitgliedstaat gemäß Unterabsatz 1 Buchstabe d auf der Grundlage seiner Bewertung überprüfbarer Daten zu der Erkenntnis, dass in seinem Hoheitsgebiet eine erhebliche Anzahl von Haushalten von Energiearmut betroffen ist, so nimmt er ein nationales Richtziel für die Verringerung der Energiearmut in seinen Plan auf. Die betroffenen Mitgliedstaaten beschreiben in ihren integrierten Energie- und Klimaplänen die Politiken und Maßnahmen gegen Energiearmut, soweit einschlägig, einschließlich sozialpolitischer Maßnahmen und anderer nationaler Programme.

> (4) Jeder Mitgliedstaat macht seinen integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, der der Kommission gemäß diesem Artikel vorgelegt wird, öffentlich zugänglich.
>
> (5) Der Kommission wird die Befugnis übertragen, gemäß Artikel 43 delegierte Rechtsakte zur Änderung von Anhang I Teil 1 Abschnitt A Nummern 2.1.1 und 3.1.1 und Abschnitt B Nummern 4.1 und 4.2.1 sowie Teil 2 Nummer 3 zu erlassen, um daran Anpassungen an Änderungen des energie- und klimapolitischen Rahmens der Union vorzunehmen, die sich unmittelbar und konkret für die Beiträge der Union im Rahmen des UNFCCC und des Übereinkommens von Paris ergeben.

Die Verordnung enthält sodann genauere Vorgaben zu den Zielen, Vorgaben und Beiträgen, die der NECP mit Bezug zu den fünf Dimensionen erläutern muss (Art. 4), regelt die von den Mitgliedstaaten zu berücksichtigenden Belange bei der Festlegung des Beitrags der Mitgliedstaaten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energie (Art. 5) und auf dem Gebiet der Energieeffizienz (Art. 6), bestimmt genauer die Analysegrundlagen (Art. 8) und regelt das Verfahren der Aufstellung des NECP (Art. 10, 11 und 12) einschließlich der Beteiligung der Kommission im Entwurfsstadium (Art. 9).

Die Bundesrepublik Deutschland hat im Jahr 2018 der Kommission den Entwurf des nationalen NECP vorgelegt und diesen dann am 10.6.2020 beschlossen.[97]

Außerdem verpflichtet Art. 15 der Governance-Verordnung die Mitgliedstaaten dazu, alle 10 Jahre eine Langfrist-Strategie mit einer Perspektive von mindestens 30 Jahren zu erstellen (Art. 15). Deutschland ist dieser Verpflichtung durch den Klimaschutzplan 2050 nachgekommen.

[97] Zum Verlauf des Prozesses und für einen Überblick s. Jope, EWeRK 2020, S. 189 ff.

Diese beiden Instrumente sind in der Governance-Verordnung verknüpft mit einem umfangreichen – bereits bestehende Berichtspflichten aus anderen Rechtsakten integrierenden – Berichtswesen (Art. 17 ff.), das schließlich in ein formalisiertes Verfahren der Bewertung durch die Kommission und in Empfehlungen der Kommission an einen Mitgliedstaat münden kann (Art. 30 ff.), die sich sowohl auf unzureichende Ziele als auch auf unzureichende Umsetzung der von den Mitgliedstaaten selbst gesetzten Ziele beziehen können[98].

Angesichts dieser Ausgestaltung des Instrumentariums der Governance-Verordnung ist nicht ersichtlich, wie eine nationale Systementwicklungsplanung in Widerspruch dazu geraten könnte. Abgesehen von dem weiten Spielraum der Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung der Langfrist-Strategie und des NECP[99] gerät die SEP weder in Konkurrenz zu den Plan-Instrumenten der Governance-VO noch ist sie geeignet, die Erfüllung der mitgliedstaatlichen Pflichten aus der Verordnung zu erschweren oder zu verhindern. Im Gegenteil dürfte sich die SEP mit ihren Analyseinstrumenten als wichtiger „Zulieferer" für die Langfrist-Strategie und für den NECP erweisen und zugleich zu den Maßnahmen gehören, die deren Ziele umsetzen.

3.2.3.2.2 Unionsrechtliche Netzplanungsinstrumente nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und nach den Binnenmarkt-Richtlinien

Das sekundäre Unionsrecht kennt für den Energiesektor verschiedene Netzplanungsinstrumente, zu denen die Systementwicklungsplanung in Widerspruch stehen könnte, indem sie etwa unionsrechtlich unzulässige Kriterien bei der Planung berücksichtigt oder von der unionsrechtlich vorgegebenen Planung abweichende Ergebnisse hervorbringt. Näher zu prüfen sind deshalb der unionsweite Netzentwicklungsplan nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und die Netzentwicklungspläne nach der Energie- und der Erdgasbinnenmarktrichtlinie.

3.2.3.2.2.1 Unionsweiter Netzentwicklungsplan

Die Verordnung (EU) Nr. 943/2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt schreibt mit dem zehnjährigen „unionsweiten Netzentwicklungsplan"[100] (Art. 30 Abs. 1 lit. b, Art. 48) ein unionsweites Instrument der Netzbedarfsplanung vor, das die Modellierung des integrierten Netzes, die Entwicklung von Szenarien und eine Bewertung der Belastbarkeit des Systems enthält (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Der vom Europäischen Netz der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-Strom) alle zwei Jahre anzunehmende und zu veröffentlichende Plan, für dessen Abstimmung mit den nationalen zehnjährigen Netzentwicklungsplänen die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im Wege von „Stellungnahmen" sorgt (Art. 48 Abs. 2), hat allerdings nur begrenzte Wirkung. Er ist nämlich „nicht bindend", wie Art. 30 Abs. 1 lit. b der Verordnung ausdrücklich klarstellt. Abgesehen davon, dass der TYNDP seinerseits auf nationalen Investitionsplänen beruht[101] und insofern „harte" Widersprüche kaum zu erwarten sind, könnte dieses unionsweite Planungsinstrument im Konfliktfall

[98] Einzelheiten bei Schlacke / Knodt, ZUR 2019, S. 406 ff.

[99] Schlacke / Knodt, ZUR 2019, S. 406.

[100] Dazu Strobel, Die Investitionsplanungs- und Investitionspflichten der Übertragungsnetzbetreiber, 2017, S. 271 ff.

[101] Art. 48 Abs. 1 Satz 2 lit. a) VO (EU) Nr. 943/2019.

keine rechtliche Begrenzungswirkung für die nationale Ebene entfalten. Insoweit erweist es sich für ein auch umwelt- und klimapolitisch ausgelegtes nationales Planungsinstrument wie die hier in Rede stehende Systementwicklungsplanung als rechtlich folgenlos und deshalb „unschädlich", dass der TYNDP offensichtlich immer noch einer allein auf die Binnenmarktperspektive ausgerichteten Zielrichtung folgt[102].

3.2.3.2.2.2 Unionsrechtlicher Rahmen für Netzentwicklungspläne

Nach der vorgeschlagenen Konzeption der Systementwicklungsplanung sind die bereits im geltenden Recht näher ausgestalteten Netzentwicklungspläne in das SEP-Konzept in der Weise zu integrieren, dass sie der Systementwicklungsstrategie nachgelagert und an diese anzupassen sind. Dies könnte sich unionsrechtlich dann als problematisch erweisen, wenn die im Sekundärrecht enthaltenen Vorgaben für die Netzentwicklungspläne eine solche Anpassung nicht oder nicht uneingeschränkt zulassen. Eine solche Sperrwirkung könnte insbesondere dann eintreten, wenn sich die Netzentwicklungspläne nach ihrer unionsrechtlichen Konturierung nur an dem „Bedarf" und nicht an umwelt- oder klimapolitischen Systementscheidungen orientieren müssten.

NETZENTWICKLUNGSPLÄNE NACH DER ELEKTRIZITÄTSBINNENMARKTRICHTLINIE

Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2019/944 sieht in Art. 51 Vorgaben für den zehnjährigen NEP vor, den die unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber der nationalen Regulierungsbehörde mindestens alle zwei Jahre vorlegen müssen. Zu diesen Vorgaben gehört, dass der NEP „sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt" und „wirksame Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Angemessenheit des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit" enthält (Art. 51 Abs. 1 EltRL). Die ÜNB tragen bei der Ausarbeitung des Plans „neben dem erwarteten Verbrauch, dem erwarteten Handel mit anderen Ländern und den Investitionsplänen für unionsweite und regionale Netze, dem Potenzial der Nutzung von Laststeuerungs- und Energiespeicheranlagen oder anderen Ressourcen als Alternative zum Netzausbau vollständig Rechnung" (Art. 51 Abs. 3 EltRL).

Während diese Formulierungen auf eine ausschließlich oder zumindest primär bedarfsorientierte Ausrichtung des NEP für die Übertragungsnetze sprechen, wurde im Zuge der Neufassung 2019 (Clean Energy Package) ein neuer Unterabsatz eingefügt, wonach die zuständigen nationalen Behörden „die Kohärenz des zehnjährigen Netzentwicklungsplans mit den gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten nationalen Energie- und Klimaplänen" prüfen. Dies entspricht der mit dem Begriff der „Energieunion" zum Ausdruck gebrachten generellen Neuorientierung des Energierechts der Union, die geprägt ist durch eine Abkehr von dem ursprünglichen Liberalisierungsansatz und der Integration der

[102] Nach Art. 32 Abs. 2 der VO (EU) 943/2019 nimmt ACER zu dem Entwurf des unionsweiten Netzentwicklungsplans nur unter dem Gesichtspunkt der Fragen Stellung, ob dieser zur unterschiedslosen Behandlung, zum wirksamen Wettbewerb, zum effizienten Funktionieren des Marktes und zu einem ausreichenden Maß an grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen, zu denen Dritte Zugang haben, beiträgt. Aspekte des Klimaschutzes sind danach für die unionsweite Stromnetzentwicklungsplanung ohne Relevanz.

Umwelt- und Klimapolitik in die speziellen energierechtlichen Regulierungs- und Planungsinstrumente.[103]

Vor diesem Hintergrund bestehen keine grundsätzlichen unionsrechtlichen Hindernisse für eine Konzeption, die den nationalen NEP Strom in der Weise rechtlich ausgestaltet, dass er an eine auch auf Umwelt- und Klimaschutz ausgerichtete Systementwicklungsplanung angepasst werden muss.

NETZENTWICKLUNGSPLAN NACH DER ERDGASBINNENMARKTRICHTLINIE

Anders stellt sich auf den ersten Blick die Situation für den Netzentwicklungsplan im Gasbereich dar, den Art. 22 der im Jahr 2019 novellierten Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG für die unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber vorschreibt. Die Kohärenz des NEP Gas mit den nationalen Energie- und Klimaplänen ist nämlich in der Gasbinnenmarktrichtlinie – anders als in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie – nicht erwähnt.

Es stellt sich somit die Frage, ob die Mitgliedstaaten durch die Gasbinnenmarktrichtlinie gezwungen sind, die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Erstellung des NEP Gas zu verpflichten, sich ausschließlich an der derzeitigen Lage und den Prognosen „im Bereich von Angebot und Nachfrage“ (so die Formulierung in Art. 22 Abs. 1 GasRL) zu orientieren. Dagegen spricht allerdings bereits der Umstand, dass die Gasbinnenmarkt-RL aus dem Jahr 2009 im Zuge der Neufassung 2018/19 (Clean Energy Package) nicht grundlegend überarbeitet wurde und deshalb anders als die Strombinnenmarkt-RL von 2019 den aktuellen Stand der Energie- und Klimaziele offensichtlich nicht reflektiert[104].

Gegen eine enge, die nationale Gasnetzplanung allein auf Angebot und Nachfrage orientierende, Auslegung der Gasrichtlinie spricht auch der Umstand, dass die neue Governance-Verordnung die Gasinfrastruktur als Teil des Gesamt-Energiesystems durchaus adressiert (z. B. in Art. 21, 22 lit. c) und es deshalb nicht nachvollziehbar wäre, wenn der nationale Energie- und Klimaplan ohne Einfluss auf die zukünftige Struktur der nationalen Gasversorgung bleiben müsste. Besonders hinzuweisen ist insbesondere auf Art. 23 Abs. 1 lit. b), wonach "zentrale Vorhaben im Bereich der Stromübertragungs- und Gasfernleitungsinfrastruktur, die für die Verwirklichung der Ziele und Vorgaben im Rahmen der Energieunion notwendig sind", in einen integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsbericht aufzunehmen sind (vgl. auch Anhang I Teil I Nr. 2.4.2 der GovernanceVO).

Außerdem dürfte eine Auslegung der Erdgasbinnenmarktrichtlinie, die die Mitgliedstaaten dazu zwingen würde, eine allein durch Angebot und Nachfrage determinierte Gasnetzplanung zu etablieren, nicht in Einklang zu bringen sein mit Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV, wonach die Maßnahmen der Union zur Verwirklichung ihrer Energiepolitik nicht das Recht eines Mitgliedstaates berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen. Bei allen Schwierigkeiten, die die Auslegung und Anwendung dieser „Achillesferse“[105] der unionalen Energiekompetenz aus Art. 194 AEUV zwischen

---

[103] S. dazu Pause, ZUR 2019, S. 387 ff.; Hermes, § 36 Energierecht, in: Schulze / Jansen / Kadelbach (Hrsg.), Europarecht, 4. Aufl. 2020, Rn. 130 ff.

[104] Die Gasbinnenmarkt-RL wird nach dem Arbeitsprogramm der EU-Kommission im Q4/2021 überarbeitet, insofern sind hier auch Anpassungen zu erwarten (COM(2020) 690 final, Anhang 1).

[105] So Gundel, Energierecht (2019), in: Dauses / Ludwigs (Hrsg.), Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts, Rn. 45.

nationalem Souveränitätsreservat und Einstimmigkeitserfordernis (s. den Verweis in Art. 194 AEUV auf Art. 192 Abs. 2 lit. c AEUV) mit sich bringt, verbietet sie jedenfalls eine Auslegung von Sekundärrechtsakten, die eine erhebliche Einschränkung der mitgliedstaatlichen energiepolitischen Entscheidungsfreiheit über die in Art. 194 Abs. 1 UA 2 AEUV genannten Gegenstände bedeuten würde. Denn diese Vertragsbestimmung besagt, dass die „EU keine umfassende Energiepolitik gestalten kann. Vielmehr muß sie die diesbezüglichen Vorentscheidungen der Mitgliedstaaten respektieren und kann im Rahmen ihrer Energiepolitik nur auf diesen aufbauen. Vereinfacht gesagt: Einerseits kann seitens der EU keine ‚europäische Energiewende' beschlossen werden, andererseits kann ein Mitgliedstaat wie Deutschland aber sehr wohl eine ‚nationale Energiewende' beschließen"[106].

Im Ergebnis steht deshalb auch die Erdgasbinnenmarktrichtlinie einem Konzept der Systementwicklungsplanung nicht entgegen, das die Ausarbeitung des Netzentwicklungsplans durch die Fernleitungsnetzbetreiber anstatt an eine reine Bedarfsprognose an die Vorgaben der Systementwicklungsstrategie bindet.

3.2.3.2.3 Zwischenergebnis

Die im Sekundärrecht der EU enthaltenen Instrumente für eine unionsweite oder nationale planerische Steuerung des Energiesystems stehen einer nationalen Systementwicklungsplanung (SEP) nicht entgegen. Soweit der nationale Energie- und Klimaplan nach der Governance-Verordnung 2018/1999 in Rede steht, folgt dies bereits daraus, dass den Mitgliedstaaten ein weiter Gestaltungsspielraum bei der Ausgestaltung dieses neuen Planungsinstruments zusteht und dass sich die SEP im Übrigen in Zielsetzung und Instrumentierung der nationalen Energie- und Klimapläne ohne ersichtliche Friktionen einfügt. Mit dem unionsweiten Netzentwicklungsplan nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung 2019/943 kann die SEP schon deshalb nicht in Konflikt geraten, weil dieser unionsweite Plan ohne Verbindlichkeit ausgestattet ist. Schließlich lässt sich auch ein potentieller Widerspruch zwischen SEP und den unionsrechtlichen Vorgaben für die nationalen Netzentwicklungspläne für Strom und Gas nicht feststellen, weil die maßgebliche Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2018/944 ausdrücklich die Kohärenz des Netzentwicklungsplans Strom mit dem nationalen Energie- und Klimaplan vorsieht und auch eine Auslegung der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG insbesondere vor dem Hintergrund des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV zu keinem anderen Ergebnis für den Netzentwicklungsplan Gas führt.

3.2.3.3 Vereinbarkeit einer nationalen SEP mit EU-Primärrecht

Das für die mitgliedstaatliche Gestaltung des Energierechts maßgebliche Primärrecht[107] findet sich zum einen in den Grundfreiheiten, wobei in der Vergangenheit in erster Linie der Warenverkehrsfreiheit (Strom, Gas, Wasserstoff als Ware) praktische Bedeutung zukam[108], und zum anderen in den Wettbewerbsregeln. Letztere haben neben der unmittelbaren Anwendung auf Energieunternehmen praktische

---

[106] So zutreffend Calliess, in: Calliess / Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 194 Rn. 29, der allerdings berechtigterweise auch auf die prozeduralen Solidaritätspflichten hinweist, die unabgestimmte „Alleingänge" ausschließen.

[107] Übersicht dazu bei Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 2 Rn. 2 ff.; Hermes, § 36 Energierecht, in: Schulze / Jansen / Kadelbach (Hrsg.), Europarecht, 4. Aufl. 2020, Abschnitt 1.

[108] EuGH, 1.7.2014, Rs. C-573/12 – Ålands Vindkraft AB; s. bereits: EuGH, 15.7.1964, Rs. 6/64 – Costa/E.N.E.L.; EuGH, Rs. C-157/94 – Niederl. Stromhandelsmonopol; EuGH, Rs. C-158/94 – Ital. Stromhandelsmonopol; EuGH, Rs. C-159/94 – Franz. Stromhandelsmonopole.

Bedeutung erlangt vor allem durch ihre mittelbare Anwendung auf nicht unternehmerisches Handeln der Mitgliedstaaten, welches Wettbewerbsbeschränkungen durch Energieunternehmen vorschreibt, begünstigt, unvermeidbar macht oder ermöglicht[109]. Nicht zuletzt gehören zu dem für das mitgliedstaatliche Energierecht relevanten Wettbewerbsrecht der Union auch die Beihilferegeln der Art. 107 ff. AEUV, mit deren Hilfe die Kommission in der jüngeren Vergangenheit insbesondere die Förderpolitik der Mitgliedstaaten zugunsten Erneuerbarer Energien intensiv gelenkt hat[110].

Vor diesem primärrechtlichen Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine nationale Systementwicklungsplanung der hier vorgeschlagenen Art – als solche oder einzelne ihrer Elemente – in Konflikt mit den Grundfreiheiten oder mit den Wettbewerbsregeln geraten können. Diese Frage kann angesichts des hier entworfenen Konkretisierungsgrades der Systementwicklungsplanung nicht abschließend und vor allem nicht für alle einzelnen Elemente der SEP beantwortet werden. Vielmehr kann hier nur eine Einschätzung dazu abgegeben werden, ob der Verwirklichung einer Systementwicklungsplanung prinzipielle unionsrechtliche Hindernisse entgegenstehen, die unabhängig von der genaueren Ausgestaltung bereits auf grundsätzlicher Ebene eine SEP als unionsrechtlich unzulässig qualifizieren.

3.2.3.3.1 Mittelbare Beschränkungen der Grundfreiheiten durch die SEP?

Anhaltspunkte für solche unionsrechtlichen Hindernisse könnten sich daraus ergeben, dass die SEP einen Rahmen für die großen Energienetze, Umwandlungs- und Speicheranlagen setzt, Investitions- und Desinvestitionsmaßnahmen adressiert, auf diese Weise auch die Voraussetzungen und Modalitäten für den freien Verkehr mit den Waren Strom, Gas und Wasserstoff setzt und auch die Rahmenbedingungen für die (Transport-)Dienstleistungen über die Leitungsinfrastruktur beeinflusst. Insofern könnte sich eine SEP mit dem prinzipiellen unionsrechtlichen Einwand konfrontiert sehen, durch mitgliedstaatlich-planerische Maßnahmen zumindest mittelbar[111] die Warenverkehrs- und die Dienstleistungsfreiheit zu beschränken. So hat der Europäische Gerichtshof aus Anlass der Blockade der Brennerautobahn durch eine ca. 30stündige Versammlung entschieden, dass insbesondere für wichtige Straßenverbindungen in der Union eine Verpflichtung jedes Mitgliedstaates besteht, „den freien Warenverkehr in seinem Gebiet zu gewährleisten, indem er die erforderlichen und geeigneten Maßnahmen ergreift, um gegen Beeinträchtigungen durch Handlungen von Privatpersonen einzuschreiten, unabhängig davon, ob diese Handlungen die Einfuhr, die Ausfuhr oder die bloße Durchfuhr von Waren

[109] Zusammenfassend dazu Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 2 Rn. 19 f.

[110] Zur – umstrittenen – eigenständigen Energiepolitik, die die Kommission mit dem Instrumentarium des Beihilferechts betreibt, s. insbesondere deren Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. 2014 C 200, S. 1); dazu Münchmeyer, ER 2015, 140 ff.; s. auch Scholtka / Martin, NJW 2018, 912 (913 f.); die Übersicht über die Beihilfekontrolle durch die Kommission allein im Jahr 2017 bei Klotz / Hofmann, N&R 2018, 2 (3 ff.) zeigt, dass kaum eine energiepolitische Maßnahme eines Mitgliedstaates der Steuerung durch die Kommission entgeht.

[111] Dazu, dass als Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit nach der bekannten „Dassonville-Formel“ (EuGH, 11.7.1974, Rs. 8/74) jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten genügt, die „geeignet ist, den gemeinschaftlichen Handelsverkehr mittelbar oder unmittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern“, s. nur Oppermann / Classen / Nettesheim, Europarecht, 8. Aufl. 2018, § 22 Rn. 30; dort, § 25 Rn. 13 ff., auch zu den vergleichbaren Maßstäben für die Beschränkung der Dienstleistungsfreiheit.

betreffen“[112]. Hier findet sich also zumindest ein Anhaltspunkt dafür, dass die Mitgliedstaaten verpflichtet sein könnten, Transportinfrastrukturen für Waren (hier: Strom, Gas, Wasserstoff) funktionsfähig zu halten und vor Eingriffen privater Dritter zu schützen, um sich nicht dem unionsrechtlichen Vorwurf eine Beschränkung der Waren- oder auch der Dienstleistungsfreiheit auszusetzen.

3.2.3.3.2 Beschränkte Reichweite der Grundfreiheiten im Hinblick auf Infrastrukturen

Allerdings beziehen sich die bisherigen Fälle solcher Beschränkungen der Warenverkehrsfreiheit aufgrund eingeschränkter Nutzbarkeit von (Straßen-)Infrastrukturen jeweils nur auf *vorhandene* Infrastrukturen. Eine Verpflichtung von Mitgliedstaaten, neue Straßen, Eisenbahnlinien oder Übertragungsleitungen zu errichten oder bestehende beizubehalten, kann aus der Warenverkehrsfreiheit nicht hergeleitet werden. Die Warenverkehrsfreiheit setzt zugängliche Verkehrswege voraus, gewährleistet sie aber selbst nicht.

3.2.3.3.3 Bedeutung des Titels über die transeuropäischen Netze

Diese Interpretation der Waren- und Dienstleistungsfreiheit folgt auch zwingend aus dem Titel über die transeuropäischen Netze (Art. 170 ff. AEUV), der das europäische Interesse an unionsweiten Verkehrs-, Telekommunikations- und Energienetzen explizit thematisiert, sich aber auf einen „Beitrag“ der Union in Gestalt fördernder, mitfinanzierender und koordinierender Maßnahmen nach Art. 171 AEUV beschränkt und projektbezogene Maßnahmen nur im Einvernehmen mit dem betroffenen Mitgliedstaaten erlaubt (Art. 172 AEUV). An diesen primärrechtlichen Eckpunkten vermag auch die aktuelle sekundärrechtliche Umsetzung in der VO 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur nichts zu ändern. Dort wird zwar ein durchaus elaboriertes Umsetzungsinstrumentarium etabliert, das der Kommission z. B. die Aufgabe zuweist, bei erheblichen Durchführungsschwierigkeiten im Einvernehmen mit den betroffenen Mitgliedstaaten einen europäischen Koordinator zu benennen, der die Vorhaben sowie den grenzüberschreitenden Dialog fördern, die Parteien bei der Anhörung unterstützen, sie zur Finanzierung beraten, die Vorbereitung und Durchführung des Vorhabens sichern und der Kommission über die Fortschritte des Vorhabens berichten soll. Auch werden die Mitgliedstaaten zur Kooperation mit dem Koordinator verpflichtet. Schließlich treten detaillierte organisations- und verfahrensrechtliche Anforderungen (Öffentlichkeitsbeteiligung) an gestraffte nationale Zulassungsverfahren hinzu, die eine zügige Durchführung der prioritären Vorhaben gewährleisten sollen (Art. 7 ff. VO 347/2013). Das alles ändert aber nichts an der auch durch solche Verfahrensregeln nicht hintergehbaren Befugnis der Mitgliedstaaten, über das „Ob“ des Neu-, Aus- oder Rückbaus von Energieinfrastrukturen zu entscheiden.

3.2.3.3.4 Bedeutung des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV

Soweit die Energieinfrastrukturen betroffen sind, steht dahinter letztlich der bereits erwähnte Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV, weil das Recht jedes Mitgliedstaates, die Bedingungen für die Nutzung seiner

[112] EuGH, 12.6.2003, Rs. C-112/00 – Schmidberger / Österreich, Rn. 60; zuvor bereits EuGH, 9.12.1997, Rs. C-265/95 Kommission/Frankreich; für ein Fahrverbot für LKW auf der Inntalautobahn s. EuGH, 15.11.2005, Rs. C-320/03 – Kommission, Deutschland u.a. / Österreich, und EuGH, 21.12.2011, Rs. C-28/09 – Kommission / Österreich, Rn. 116.

Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen, nicht durch eine Planungs-„Hoheit“ der Union über die mitgliedstaatlichen Energieinfrastrukturen beseitigt oder ausgehöhlt werden darf.

3.2.3.3.5 Zwischenergebnis

Daraus folgt, dass die primärrechtlich bestimmte Letztentscheidungsbefugnis über Neu-, Aus- und Rückbau von Energieinfrastrukturen auch dann bei den Mitgliedstaaten liegt, wenn diesbezügliche mitgliedstaatliche Entscheidungen mittelbar zu einer Beeinträchtigung der Warenverkehrs- oder Dienstleistungsfreiheit für einzelne Energiearten wie Strom, Gas oder Wasserstoff führen, weil die für deren Transport erforderlichen Infrastrukturen im Rahmen des mitgliedstaatlichen Energiekonzepts im Sinne des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV nicht ausgebaut oder zurückgebaut werden.

3.2.3.4 Fazit

Grundsätzliche unionsrechtliche Hindernisse für eine nationale planerische Steuerung der Energieinfrastruktur mittels einer Systementwicklungsplanung bestehen nicht. Weder die Grundfreiheiten (Warenverkehrs-, Dienstleistungsfreiheit) noch die einschlägigen energierechtlichen Verordnungen und Richtlinien der Union enthalten verbindliche Vorgaben, zu denen eine solche Systementwicklungsplanung grundsätzlich in Widerspruch steht. Das gilt auch dann, wenn die Systementwicklungsplanung mittelfristig dazu führen würde, dass die Fernleitungen für den Erdgastransport um- oder zurückgebaut und für den Verkehr mit der Ware Erdgas nicht mehr zur Verfügung stünden. Letztlich beruht diese Offenheit des Unionsrechts für eine mitgliedstaatliche Entwicklungsplanung des Energiesystems auf der Vorschrift des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV, wonach die Maßnahmen der Union zur Verwirklichung ihrer Energiepolitik nicht das Recht eines Mitgliedstaates berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.

3.3 Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems

In diesem Abschnitt werden die Planungs- und Finanzierungsregime für die Energieinfrastrukturen betrachtet, die der zentralen Ebene des Energiesystems zuzurechnen sind. Dies betrifft vor allem die dem überregionalen (Fern-)Transport von Energie dienenden Netzinfrastrukturen sowie die größeren Umwandlungs- und Speicheranlagen, die direkt an diese Transportebene angeschlossen sind. Ferner haben die Planungsregime für die zentrale Ebene nicht nur die Anbindung der dezentralen (und ggf. einer zusätzlich separat definierten mittleren) Ebene über Netzinfrastrukturen, sondern z. T. auch in einer aggregierten Form die Energienachfragen sowie die (eher kleineren) Erzeugungs- bzw. Umwandlungsanlagen auf dezentraler Ebene zu berücksichtigen, was in diesem Abschnitt jedoch nur stellenweise in die Untersuchungen einbezogen wird.

Zunächst wird in Abschnitt 3.3.1 auf Planungs- und Finanzierungsregime für die folgenden (System-)Bereiche oder auch Teilsysteme der Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene eingegangen:

- In Abschnitt 3.3.1.1 werden die Stromübertragungsnetze betrachtet.
- Windenergie- und PV-Anlagen als die wesentlichen Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien stehen nicht im Fokus dieser Studie. In Abschnitt 3.3.1.2 werden jedoch kurz

wichtige Aspekte der Ausgestaltung von Planungsregimen mit Bezug zu diesen Energieinfrastrukturanlagen angeschnitten.

- Abschnitt 3.3.1.3 befasst sich mit Energieinfrastrukturen zur Residuallastabdeckung im Stromsystem. Dabei wird insbesondere (in Abschnitt 3.3.1.3.1) auf ein für die Zukunft wohl zu erwartendes Wasserstoff-basiertes System eingegangen, aber es werden auch (in Abschnitt 3.3.1.3.2) zwischenzeitlich zu nutzende Energieinfrastrukturanlagen thematisiert.
- In Abschnitt 3.3.1.4 wird zunächst (in Abschnitt 3.3.1.4.1) auf für weitere Anwendungsbereiche eines Wasserstoffsystems genutzte Energieinfrastrukturen eingegangen, bevor dann (in Abschnitt 3.3.1.4.2) die integrierte (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems thematisiert wird.
- In Abschnitt 3.3.1.5 werden schließlich Planungs- und Finanzierungsregime für die Energieinfrastrukturen im Bereich gasförmiger Kohlenwasserstoffe (also insbesondere Erdgas und synthetisches Methan) betrachtet.

Die Analysen in diesem Abschnitt 3.3 sind dadurch erschwert, dass – wie in Abschnitt 3.2 thematisiert – derzeit und auch in (wohl zumindest) mittlerer Frist erhebliche grundsätzliche Unklarheiten bestehen werden, auf welches Zielbild die Transformation des Energiesystems ausgerichtet sein wird. Teilweise werden in diesem Zusammenhang in diesem Abschnitt Annahmen bezüglich zukünftiger (politischer) Entscheidungen zur Festlegung auf bestimmte Zielbilder und somit zu Grundsatzfragen des technisch-systemischen Designs des Energiesystems getroffen. Vor diesem Hintergrund kann der vorgestellten Vorgehensweise und den erläuterten (Analyse-)Schritten, nach denen auf eine normativ-abstrakte (institutionen-)ökonomische Analyse eine Betrachtung des Status quo und eine Ableitung von Reformempfehlungen folgt, in diesem Abschnitt nur vereinzelt gefolgt werden. Die Analysen zu den bei Reformüberlegungen zu berücksichtigenden (potentiellen) Sperrwirkungen des der einfachgesetzlichen Ebene übergeordneten Rechtsrahmens werden auf eine wesentliche verfassungsrechtliche Frage fokussiert und zwar die Möglichkeit der sektorübergreifenden (Quer-)Finanzierung. Dabei wird auf die diesbezüglichen grundlegenden verfassungsrechtlichen Analysen Bezug genommen, die als Anhang in Abschnitt 3.3.4 enthalten sind. Eine durchgängige Untersuchung von der einfachgesetzlichen Ebene übergeordneten Normen kann im Kontext der derzeit noch bestehenden Unsicherheiten und der damit einhergehenden Vielzahl an denkbaren Rechtsfragen in Abschnitt 3.3.1 jedoch nicht sichergesellt werden.

In Abschnitt 3.3.2 wird anschließend thematisiert, welche Breite und Tiefe die einzelnen (öffentlichen) Planungsregime aufweisen und inwiefern damit im Kontext von Interdependenzen Planungsregime gebündelt werden sollten. In diesem Zusammenhang wird auch auf Verlinkungen von den in diesem Abschnitt betrachteten Planungsregimen mit der SEP eingegangen. Rechtliche Fragen werden in Abschnitt 3.3.2 nicht betrachtet.

In Abschnitt 3.3.3 wird kurz die Organisation und das Wissensmanagement bei den in diesem Abschnitt betrachteten Planungsverfahren thematisiert. Dies betrifft vor allem die Frage, wer für die

Wahrnehmung der Planungsaufgaben und dabei nicht zuletzt die Durchführung der fachlichen Analysen zuständig sein sollte (und welche Governance-Formen insofern angewendet werden sollten).[113]

3.3.1 Planungs- und Finanzierungsregime für einzelne Teilsysteme

3.3.1.1 Stromübertragungsnetz

Es kann als offensichtlich und (sehr weitgehend) unstrittig angesehen werden, dass im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes die grundsätzliche Kapazität und Ausgestaltung des Stromübertragungsnetzes festgelegt werden sollte, weshalb eine vertiefte Befassung mit dieser Thematik hier unterbleiben kann.[114] Diese Planungen haben sich an die übergeordneten und groben bzw. gröberen Planungen im Rahmen einer SEP anzuschließen. Zu klären ist, in welchem Detailgrad in einem öffentlichen Planungsregime den Stromübertragungsnetzbetreibern vorgegeben werden sollte, wo welche Stromleitungen und sonstigen Infrastrukturanlagen des Stromnetzes zu errichten sind. Dies tangiert auch die Frage der Ausgestaltung der (Monopol-)Regulierung von Stromübertragungsnetzbetreibern.[115]

Vor diesem Hintergrund ist zunächst zu konstatieren, dass es aus (institutionen-)ökonomischer Sicht grundsätzlich positiv zu beurteilen ist, dass mit der derzeitigen Netzentwicklungsplanung für die Stromübertragungsnetze, die u. a. zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans Strom (NEP Strom) führt, ein öffentliches Planungsregime existiert. Allerdings weist das bestehende Planungsregime durchaus Defizite auf: Zu nennen sind insbesondere die bislang fehlende Integration in ein sektorübergreifendes öffentliches Planungsregime sowie die unzureichende Berücksichtigung der Zeitkritikalität und des „Optionsnutzens“ bestimmter (Investitions-)Maßnahmen vor dem Hintergrund unterschiedlicher Szenarien für die langfristige Transformation des Energiesystems mit dem Ziel der Klimaneutralität. Der bei der Netzentwicklungsplanung sowie auch im Rahmen der (Monopol-)Regulierung praktizierte Detailgrad der Vorgabe bzw. Prüfung der von den Betreibern der Stromübertragungsnetze zu errichtenden Leitungen und sonstigen Infrastrukturanlagen hingegen scheint grundsätzlich angemessen zu sein, was jedoch in dieser Studie auch nur grob und nicht im Detail betrachtet und beurteilt werden kann. Für die Gewährleistung von Rechtssicherheit bezüglich des Bedarfs an konkreten Leitungsneu- und ausbauvorhaben für die Objektplanung kann es als sinnvoll angesehen werden, dass – wie derzeit mit dem vom Bundestag verabschiedeten Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) praktiziert – letztendlich eine legislative Bestätigung der geplanten Investitionsmaßnahmen erfolgt.

Eine weitere zu klärende Frage ist, ob und in welcher Weise die öffentlichen Planungsaktivitäten bezüglich des Stromübertragungsnetzes mit (etwaigen) öffentlichen Planungsaktivitäten bezüglich der Stromerzeugung integriert (und somit in Form einer Teilsystementwicklungsplanung) durchgeführt werden sollten. Diese Frage wird hier zunächst zurückgestellt und (in Abschnitt 3.3.2.2) nachgelagert zur Analyse der Planungsregime für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in Abschnitt 3.3.1.2) und

[113] Dies ist in analoger Weise mit Bezug zur Systementwicklungsplanung in Abschnitt 3.2.1.4 betrachtet worden.

[114] Eine kurze Diskussion von möglichen Alternativen zu einem öffentlichen Planungsregime (i. e. S.) und deren Nachteilen bzw. Problemen bietet Weber (2017, S. 91 ff.).

[115] Eine ausführliche institutionenökonomische Analyse der (Monopol-)Regulierung im Bereich der Stromübertragungsnetze wird in Beckers et al. (2014) vorgenommen.

für die Infrastrukturanlagen zur Abdeckung der Residuallast im Stromsystem (in Abschnitt 3.3.1.3) betrachtet.

Bei der Finanzierung der Stromübertragungsnetze erfolgt aktuell die Einnahmeerzielung durch die Erhebung von Entgelten, was detaillierten gesetzlichen Vorgaben folgt. Als (Standard-)Regelrahmen bezüglich der Entscheidung über Ausgaben einerseits und der damit korrespondierenden Einnahmeerzielung und Kreditaufnahme andererseits wird auf externe Fondslösungen zurückgegriffen, indem die jeweiligen Stromübertragungsnetzbetreiber die Finanzierungsverantwortung wahrnehmen. Die wesentlichen Ausgabeentscheidungen und die Festsetzung der Entgelthöhen folgt gesetzlichen Vorgaben im Rahmen der (Monopol-)Regulierung der Stromübertragungsnetzbetreiber. Insofern liegt ein öffentliches Finanzierungsregime vor. Im Kontext der unstrittigen Bedeutung der Stromübertragungsnetze und der adäquaten Finanzmittelbereitstellung für die Stromübertragungsnetze ist ein derartiges öffentliches Finanzierungsregime, bei dem durch eine haushaltsferne Fondslösung eine gewisse politische Selbstbindung etabliert wird, als grundsätzlich geeignet anzusehen. Weitere Auseinandersetzungen mit diesem Finanzierungsregime können im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen. Offensichtliche Defizite sind beim derzeitigen Finanzierungsregime jedoch nicht zu erkennen.

3.3.1.2 Windenergie- und PV-Anlagen

Auch wenn Windenergie- und PV-Anlagen nicht im Fokus dieser Studie stehen, soll dennoch im Folgenden kurz auf wesentliche Aspekte der Planungsregime eingegangen werden, die deren Ausbau steuern. Für Windenergieanlagen im Offshore-Bereich ist (zukünftig) nicht nur eine öffentliche Entscheidung bezüglich des Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten, sondern auch eine Festlegung der dafür zu nutzenden Flächen durch die öffentliche Hand vorgesehen. Ein derartiges öffentliches Planungsregime ist im Kontext der grundsätzlichen Verfügbarkeit des erforderlichen (zentralen) Wissens auf Seiten der öffentlichen Hand sowie der damit einhergehenden Gewährleistung der Koordination mit dem Stromnetzausbau als sinnvoll anzusehen. Dabei ist zukünftig zu empfehlen, die Kapazitätsplanung an den Ergebnissen der SEP zu orientieren.

Im Bereich der Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) findet auch eine öffentliche Festsetzung von Kapazitäten statt, die im Rahmen der Finanzierung gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zukünftig geschaffen werden sollen. Dies ist als sinnvoll anzusehen und diese Kapazitätsfestsetzung sollte zukünftig ebenfalls den Ergebnissen bzw. Vorgaben der SEP folgen. Die Auswahl von Standorten, auf denen PV-Anlagen errichtet werden, erfolgt jedoch letztendlich grundsätzlich durch private Akteure, die sich in designten Märkten „durchsetzen“. Dass auf diese Weise das dezentral verortete Wissen über die Eignung von Standorten bezüglich der Realisierung von PV-Vorhaben einbezogen wird, ist wiederum grundsätzlich positiv zu beurteilen, wobei hier keine vertiefte Auseinandersetzung mit dem Design dieser Märkte erfolgen soll, die z. T. mit Bezug zu Standorttypen und zur Dimension der im Einzelfall geplanten Kapazität (sowie zu weiteren Kriterien) unterschiedlich gestaltet sind.

Im Bereich der Onshore-Windenergie erfolgt ebenfalls im Rahmen eines auf (zentraler) Bundesebene etablierten öffentlichen Planungsregimes eine Vorgabe der Kapazitäten für den Ausbau, die im EEG festgeschrieben wird. Die Vorauswahl der Standorte, an denen Windenergieanlagen errichtet werden dürfen, findet auf der Ebene der Länder (und somit auf mittlerer Ebene des föderalen Systems) und der

Kommunen (und somit auf dezentraler Ebene des föderalen Systems) im Rahmen der Raumordnungs- und Bauleitplanungen statt. Dies ist im Kontext der Verfügbarkeit von Wissen und der vorliegenden Koordinationserfordernisse als grundsätzlich sinnvoll anzusehen. Die endgültige Auswahl der Standorte, an denen zu bestimmten Zeitpunkten bestimmte (zusätzliche) Kapazitäten zur Onshore-Windenergieerzeugung realisiert werden, erfolgt hingegen aktuell durch private Akteure, die auf einem von der öffentlichen Hand designten (Ausschreibungs-)Markt agieren. Im Kontext der aktuell vorliegenden und auch für die Zukunft zu erwartenden Flächenknappheit kann an dieser Stelle angeraten werden, die Option in Betracht zu ziehen (und dementsprechend genauer zu untersuchen), dass öffentliche Planungsregime so umzugestalten, dass es auch die endgültige Flächenauswahl umfasst und im Anschluss daran über designte (Ausschreibungs-)Märkte private Akteure für die Realisierung der Windenergieprojekte als Hersteller, Betreiber und / oder Investoren ausgewählt werden.[116] Ein derartiges öffentliches Planungsregime hätte u. a. die Herausforderung zu bewältigen, einen adäquaten Umgang mit Koordinationserfordernissen zwischen zentraler Ebene (Bund), mittlerer Ebene (Länder) und dezentraler Ebene (Kommunen) sicherzustellen.[117]

3.3.1.3 Energieinfrastrukturen zur Residuallastabdeckung im Stromsystem unter besonderer Berücksichtigung der zukünftigen Rolle von Wasserstoff

In diesem Abschnitt werden Planungs- und Finanzierungsregime für die Energieinfrastrukturanlagen thematisiert, die zur Residuallastabdeckung im Stromsystem bzw. -sektor erforderlich sind. Zunächst wird in Abschnitt 3.3.1.3.1 in die Zukunft geschaut und die Annahme getroffen, dass die Residuallastabdeckung über ein Wasserstoff-basiertes System erfolgt bzw. erfolgen soll.[118] Dabei wird von etwaigen weiteren Erzeugungskapazitäten zur Abdeckung der Residuallast abstrahiert, die neben Kraftwerken, die Wasserstoff als Energieträger einsetzen, existieren könnten. Es wird ferner nicht berücksichtigt, dass Wasserstoff als Energieträger auch für weitere Einsatzzwecke (potentiell) geeignet ist und u .a. im Industriebereich nachgefragt werden könnte;[119] dies wird erst nachgelagert in Abschnitt 3.3.1.4 thematisiert. In Abschnitt 3.3.1.3.2 wird sodann kurz auf Planungs- und Finanzierungsregime für zwischenzeitlich (bis zur Etablierung eines entsprechenden Wasserstoffsystems) zu nutzende Energieinfrastrukturanlagen zur Residuallastabdeckung eingegangen, wobei vor allem auf das derzeitige Marktdesign bezüglich der Kraftwerke, die der Residuallastabdeckung dienen, Bezug genommen wird.

---

[116] Vgl. dazu auch Beckers / Ott / Hoffrichter (2017).

[117] Ein Vorschlag zur Adressierung dieses Koordinationserfordernisses wurde von der Stiftung Klimaneutralität (2021) unterbreitet. Siehe dazu ferner auch das juristische Gutachten von Kment (2020), auf das sich der Vorschlag stützt. Der Vorschlag weist im Übrigen gewisse Analogien zu dem von Beckers / Hermes / Wallbrecht (2012, S. 26 ff.) diskutierten Modell der Kommunalisierung mit zentralen Steuerungs- und Anreizelementen, bei dem zentrale Mengenziele auf dezentrale Gebietskörperschaften anhand von Strukturparametern „heruntergebrochen“ werden.

[118] Diese Annahme deckt sich beispielsweise mit den Erkenntnissen aus den „BMWi-Langfristszenarien“, wo in allen der untersuchten Transformations-Szenarien Wasserstoff im Stromsystem als „Back-up“ eingesetzt wird. Vgl. dazu Fraunhofer ISI et al. (2021, S. 20 f.) und Lux et al. (2021).

[119] Im Industriebereich könnte Wasserstoff als Energieträger dabei sogar frühzeitiger eine bedeutsame Rolle einnehmen als dies für die Residuallastabdeckung im Stromsystem der Fall ist. Vgl. dazu ebenfalls Fraunhofer ISI et al. (2021). Für das analytische Vorgehen in diesem Abschnitt ist dieser Umstand jedoch weitgehend unerheblich.

3.3.1.3.1 Zukünftiges Wasserstoff-basiertes System zur Residuallastabdeckung

STRUKTURELLE FRAGEN HINSICHTLICH DER TECHNISCH-SYSTEMISCHEN AUSGESTALTUNG

Hinsichtlich der technisch-systemischen Ausgestaltung eines zukünftigen Wasserstoff-basierten Systems zur Residuallastabdeckung stellen sich insbesondere die folgenden „strukturellen" Fragen:

- ***Herkunftsseite des Wasserstoffs:*** Der in den Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzte Wasserstoff könnte zunächst importiert werden. Dies würde damit einhergehen, dass Pipelines von der Grenze bzw. von Terminals, zu denen der Wasserstoff per Schiff transportiert wird, bis zu den Wasserstoff-Speichern vorzusehen sind, bei denen es sich um in Norddeutschland liegende Kavernenspeicher handeln dürfte, wovon folgend ausgegangen wird. Außerdem sind ggf. Terminals in Seehäfen zu realisieren. Ferner ist denkbar, dass der Wasserstoff durch Elektrolyseure unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland erzeugt wird. In diesem Fall stellt sich die Frage der Verortung der Elektrolyseure. Diese könnten zunächst in direkter Nähe zu den Wasserstoffspeichern positioniert werden, was den Bedarf an Pipelines minimieren würde, aber Stromleitungen zum Transport des Stroms von den Erzeugungsanlagen zu den Elektrolyseuren erfordern würde. Ferner wäre eine Verortung der Elektrolyseure in der Nähe zu den Stromerzeugungsanlagen denkbar, was entgegengesetzte Implikationen für den Bedarf an Pipelines und Stromleitungen haben würde.[120]
- ***Verortung der Residuallastkraftwerke:*** Wenn die Residuallast-Kraftwerke, die Strom aus Wasserstoff erzeugen, in der Nähe der Wasserstoffspeicher positioniert würden, wären (nahezu) keine (weiteren) Pipelines erforderlich, um diese anzubinden. Da Residuallast-Kraftwerke genutzt werden, wenn nur geringe Mengen an Strom (direkt) aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, dürfte das Stromnetz unabhängig von der Lage der Residuallast-Kraftwerke in der Lage sein, den in diesen produzierten Strom zu den Abnehmern zu transportieren. Wenn Residuallast-Kraftwerke entfernt von den Wasserstoffspeichern, z. B. in Süddeutschland, errichtet werden, sind hingegen entsprechende (Verbindungs-)Pipelines vorzusehen.

Bezüglich der Herkunftsseite des Wasserstoffs wird folgend in Szenarien auf Implikationen sowohl der Importoption als auch der Möglichkeit der Wasserstofferzeugung in Elektrolyseuren für die Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen eingegangen. Die Beantwortung der weiteren vorstehend thematisierten technisch-systemischen grundsätzlichen Ausgestaltungsfragen dürfte gesamtsystemisch und insofern auch gesamtwirtschaftlich ausgerichtete Analysen erfordern, die zukünftig durchgeführt werden sollten. Es erscheint eher nicht denkbar, dass über öffentlich gestaltete Märkte (im Sinne eines Markt- bzw. institutionellen Sektordesigns als „Zwischenlösung", wie es u. a. in

[120] Als weitere Lösung wäre auch denkbar, die Elektrolyseure zwar möglichst nahe an den Wasserstoffspeichern, aber dennoch so zu positionieren, dass die bei ihrem Einsatz anfallende Wärme für die Wärmeversorgung von Gebäuden oder im Bereich der Industrie genutzt werden könnte. In diesem Fall wären Pipelines zumindest in einem gewissen Ausmaß vorzusehen. Bei Hochtemperatur-Elektrolyseuren wiederum wird Wärme als Input benötigt, weshalb in diesem Zusammenhang auch Standorte vorteilhaft sein können, an denen industrielle Abwärme für die Elektrolyse genutzt werden kann. Derartige (Detail-)Fragen der Verortung von Elektrolyseuren sollen im Folgenden jedoch nicht näher in Betracht gezogen werden.

den Abschnitten 3.1.1.1 und 3.1.2.1.3 grundlegend thematisiert wurde) in einem relevanten Ausmaß diesbezügliches dezentrales Wissen in einer sinnvollen Weise einbezogen werden kann.

Es ist vorstellbar, dass die Entscheidung zwischen der Importoption und der inländischen Wasserstofferzeugung in Elektrolyseuren (sowie ggf. einer Kombinationslösung) ebenfalls im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes erfolgen sollte, was nicht zuletzt durch Interdependenzen mit den weiteren Systemelementen und somit auch den aufgezeigten (weiteren) Ausgestaltungsfragen bedingt sein kann. Denkbar ist jedoch ferner, dass durch „großzügige" Dimensionierungsentscheidungen, die sich in erster Linie auf das Pipeline-Netz beziehen dürften und die zumindest auf den ersten Blick als Überdimensionierungen eingeordnet werden könnten, Optionen in einer Weise geschaffen werden können, die es bei akzeptablen zusätzlichen Kosten erlaubt, Flexibilität auf der Herkunftsseite zu bewahren. Zukünftige Auswahlentscheidungen zwischen den genannten Herkunftsoptionen könnten unter Berücksichtigung der dann vorliegenden Erkenntnisse über die jeweils zu erwartenden Kosten getroffen werden, wobei ggf. private Akteure und insofern dezentrales Wissen in einer sinnvollen Weise in die Entscheidungsfällung einbezogen werden könnten. Unter (grober) Berücksichtigung der Kostenstrukturen bezüglich der Kapazitätswahl und -anpassung bei einem Pipeline-Netz und entscheidungstheoretischen Erkenntnissen dürfte es gewichtige Argumente dafür geben, ein Pipeline-Netz nicht zuletzt auch als ein (relativ kostengünstiges) Instrument zur Bewahrung bzw. Generierung von Flexibilität anzusehen.

SPEZIFITÄT DER ENERGIEINFRASTRUKTURANLAGEN UND IMPLIKATIONEN FÜR DIE EIGNUNG VON PLANUNGSREGIMEN

Aus Sicht des Stromsystems bzw. der Stromnachfrager besteht eine extrem hohe Spezifität bezüglich des Wasserstoff-basierten Systems zur Residuallastabdeckung, was mit dessen hoher Bedeutung für die Stabilität des Stromsystems und die Vermeidung von extrem hohen Spotmarkt-Strompreisen korrespondiert. Dabei wird hier angenommen, dass die Potentiale von Demand-Side-Management (DSM) zur Stabilisierung des Stromsystems und der (kurzfristigen) Strompreise letztendlich doch eher begrenzt sind oder DSM alleine dafür zumindest nicht ausreicht. Aufgrund der Spezifität sind nicht Märkte, sondern hierarchische Koordinationsformen und somit öffentliche Planungsregime vorzusehen, um Kapazitätsentscheidungen im Bereich des Residuallastsystems zu fällen. Dies betrifft zunächst die Kapazitätswahl bezüglich der Speicher und der Kraftwerke. In dem Szenario, in dem der für die Stromerzeugung eingesetzte Wasserstoff aus Importen stammt, ist im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes die erforderliche Importmenge festzulegen und (über Langfristverträge mit den Wasserstoff-Export-Ländern bzw. den dort tätigen Unternehmen) langfristig abzusichern. In dem (Alternativ-)Szenario der inländischen Wasserstofferzeugung mit Elektrolyseuren sollte sowohl deren Kapazität als auch (zumindest implizit) die Kapazität zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien planerisch aus einer gesamtsystemischen und somit gesamtwirtschaftlichen Perspektive festgelegt werden.

Unabhängig davon, auf welche Option auf der Herkunftsseite zurückgegriffen wird, sollte deren Kapazität integriert mit der Kapazität der Speicher und der Kraftwerke festgesetzt werden. Diese Kapazitätsentscheidungen sind ferner mit der Fällung von Dispatch-Entscheidungen in den Kraftwerken und den Bepreisungsentscheidungen für den im Residuallastsystem erzeugten Strom einerseits und den Importpreisen für Wasserstoff bzw. den (auch Flächenknappheiten berücksichtigenden) Kosten der

Erzeugung von Strom in Windenergie- und PV-Anlagen andererseits integriert zu durchdenken. In diesem Zusammenhang kann von Relevanz sein, wie die Anlastung von Fixkosten sowohl des Wasserstoff-basierten Residuallastsystems als auch der Stromnetze sowie der Windenergie- und PV-Anlagen erfolgt und wie dies den Elektrolyseureinsatz einerseits und den Kraftwerkseinsatz andererseits beeinflusst. Eine (weitergehende) Analyse dieser Themen ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Wenn diese Untersuchungen durchgeführt werden, ist dabei in jedem Fall zu berücksichtigen, dass die Dispatch- und Bepreisungsentscheidungen bei der Stromerzeugung in den Kraftwerken des Residuallastsystems dazu beitragen, das Risiko bezüglich der (marktlich gebildeten) Strompreise zu begrenzen, was bei diversen Akteuren und letztendlich auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zur Begrenzung von Risikokosten bzw. der Reduktion von Transaktionskosten beiträgt.

IMPLIKATIONEN DER SYSTEMISCHEN EINBETTUNG FÜR DIE AUSGESTALTUNG DES FINANZIERUNGSREGIMES

Unter den getroffenen Annahmen können sämtliche der in diesem Abschnitt betrachteten Energieinfrastrukturanlagen als Bestandteile des Stromsystems angesehen werden. Dies legt nahe, dass sämtliche (Fix-)Kosten von dem Kollektiv der Stromnachfrager zu tragen sind und dass dementsprechend ein öffentliches Finanzierungsregime hierfür etabliert werden sollte, dessen genaue Ausgestaltung in zukünftigen Analysen zu thematisieren wäre.[121] Es liegt nahe, dass sich dieses öffentliche Finanzierungsregime an dem für Stromübertragungsnetze bestehenden Regime orientiert.

3.3.1.3.2 Zwischenzeitlich genutzte Energieinfrastrukturanlagen zur Residuallastabdeckung

Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen bezüglich Kraftwerken, die der Residuallastabdeckung dienen, werden derzeit in Deutschland – so die grundsätzliche „offizielle“ Position – gemäß dem „Energy-only-Markt“-Ansatz von privaten Akteuren getätigt oder sollen zumindest grundsätzlich nach diesem Ansatz erfolgen.[122] Beim Energy-only-Markt (EOM) liegt kein öffentliches Planungs- und Finanzierungsregime vor. Vielmehr fällen private (gewinnorientierte) Akteure die Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen und für die Finanzierung werden (idealtypisch) keinerlei unter Rückgriff auf staatlichen Zwang erhobene Abgaben o. Ä. eingesetzt.[123]

Ergänzt wird der EOM-Ansatz in Deutschland allerdings durch ein öffentliches Planungsregime bezüglich Desinvestitionsentscheidungen. Demnach wird – vereinfacht dargestellt – von öffentlicher Seite geprüft, ob zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke eine Relevanz für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit haben könnten.[124] Wird dies bejaht, sind die Kraftwerke betriebsbereit zu halten,

[121] Diese (Finanzierungs-)Konstellation wird in Abschnitt 3.3.4.4.2 juristisch näher betrachtet und stellt sich – wie dort aufgezeigt wird – als verfassungsrechtlich unproblematisch dar.

[122] Vgl. zu dieser „offiziellen“ Position z. B. BMWi (2015) sowie für eine umfassendere Einordnung des aktuellen Regimes zur Bereitstellung von Residuallast-Kraftwerken Hoffrichter (2021, S. 433 ff.).

[123] Zu beachten ist, dass in der Praxis diverse staatliche Vorgaben die Koordination zwischen Stromerzeugern und Stromnachfragern beeinflussen, was z. B. in Hoffrichter (2021) umfassend thematisiert wird. Im Übrigen gilt die Aussage, dass für die Finanzierung von Investitionen in Residuallast-Kraftwerke keine mit staatlichem Zwang erhobenen Finanzmittel eingesetzt werden, im institutionellen Status quo in Deutschland nicht vollumfänglich, da bspw. die KWK-Umlage zur Finanzierung von KWK-Anlagen, die auch der Residuallastabdeckung im Stromsystem dienen (können), erhoben und verwendet wird.

[124] Siehe § 13b EnWG.

werden jedoch in ein öffentliches Finanzierungsregime überführt und dürfen nicht mehr auf dem Strommarkt agieren. Dies kann auch als Übernahme der entsprechenden für die Versorgungssicherheit relevanten Kraftwerke, die private Akteure haben stilllegen wollen, in eine sogenannte „strategische Reserve“ eingeordnet werden.

Die grundsätzliche Entscheidung für ein Marktdesign nach dem EOM-Ansatz als vorgegeben ansehend, ist es positiv zu bewerten, dass derzeit im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes in der geschilderten Weise ergänzend Desinvestitionsentscheidungen der Marktteilnehmer überprüft und ggf. die entsprechende Stromerzeugungskapazität zur Residuallastabdeckung in ein öffentliches Finanzierungsregime „übernommen“ wird. Das (zentrale) Wissen zur Beurteilung der Entscheidungen der (dezentrales Wissen „einsetzenden“) Marktteilnehmer im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegt eindeutig vor. Zu hinterfragen ist jedoch, ob der EOM-Ansatz geeignet ist, die eventuell erforderlichen und auch nur derartige erforderliche Investitionen in neue Erzeugungsanlagen anzureizen, die ggf. in der Zwischenzeit bis zur Etablierung eines Wasserstoff-basierten Systems zur Abdeckung der Residuallast (gemäß den Darstellungen im vorherigen Abschnitt 3.3.1.3.1) vorzunehmen sind.

Im Hinblick auf die Frage, ob bei Beibehaltung des derzeitigen Marktdesigns nach dem EOM-Ansatz von den Marktteilnehmern auch Neuinvestitionen in Kraftwerksvorhaben, die zur Residuallastabdeckung dienen würden, beschlossen werden könnten, die (recht offensichtlich) aus gesamtsystemischer und damit auch gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht auf eine effiziente Weise zum Verfolgen eines effizienten Pfades bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität beitragen, sind die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Die im Rahmen öffentlicher Finanzierungsregime (von der öffentlichen Hand und insofern an zentraler Stelle) zu treffenden Festlegungen hinsichtlich der Anlastung von diversen Fixkosten im Energiesystem beeinflussen die einzel- bzw. betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Investitionsoptionen in einem umfangreichen Maße, die (dezentral) private Akteure in Betracht ziehen. Dies kann nicht zuletzt auch für Investitionsoptionen gelten, die Kraftwerke, die der Residuallastabdeckung dienen (sollen), betreffen. Dabei ist aufgrund der Komplexität der Kostenanlastung und Preissetzung in technischen Systemen im Allgemeinen und im Energiesystem sowie im Stromsystem im Speziellen nicht davon auszugehen, dass derartige Entscheidungen zur Kostenanlastung stets auf eine Weise erfolgen (können), dass nur Investitionen angereizt werden, die einen Beitrag für eine effektive und effiziente Transformation des Energiesystems leisten.
- Es dürfte auf Seiten der öffentlichen Hand das Wissen vorliegen, zumindest aus gesamtsystemischer und somit gesamtwirtschaftlicher Sicht im Rahmen der Transformation des Energiesystems recht eindeutig ungeeignete Investitionsvorhaben, die private Akteure zu realisieren beabsichtigen, bezüglich Kraftwerken, die der Residuallastabdeckung dienen (sollen), zu identifizieren.

Vor diesem Hintergrund sollte in Betracht gezogen werden, das Marktdesign des EOM im Bereich der Stromerzeugungskapazität zur Residuallastabdeckung um ein (weiteres) öffentliches Planungsregime zu ergänzen, das darauf ausgerichtet ist, die thematisierten recht eindeutig aus gesamtsystemischer

und gesamtwirtschaftlicher Sicht ungeeigneten Investitionsvorhaben „auszusortieren“. Denkbar ist, dass dieses öffentliche Planungsregime keinerlei Wirkungen entfalten wird, weil keinesfalls auszuschließen ist, dass von privaten Akteuren überhaupt keine Investitionen im Bereich derartiger ungeeigneter Vorhaben verfolgt werden. Allerdings gehen mit einem derartigen öffentlichen Planungsregime auch keinerlei (relevanten) Nachteile einher.

Anzuzweifeln ist, dass nach dem EOM-Ansatz bis zur (vollständigen) Etablierung eines Wasserstoff-basierten Systems zur Abdeckung der Residuallast im Stromsystem (gemäß den Darstellungen im vorherigen Abschnitt 3.3.1.3.1) in jedem Fall sämtliche Investitionen angereizt werden, die in der Zwischenzeit zu tätigen sind. Dies ist im Blick zu behalten, um mittelfristig hierfür ggf. ein öffentliches Planungs- und Finanzierungsregime einzurichten. Die Erhebung erforderlicher Finanzmittel dürfte (im Rahmen eines „Umlagesystems“) unproblematisch innerhalb des Stromsektors möglich sein.

3.3.1.4 (Institutionelle) Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems für weitere (potentielle) Anwendungsbereiche sowie (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems unter Einbezug der Residuallastabdeckung im Stromsektor

Während in Abschnitt 3.3.1.3.1 Planungs- und Finanzierungsregime für ein zukünftiges Wasserstoff-basiertes System zur Residuallastabdeckung im Stromsektor untersucht worden sind, wird folgend zunächst in Abschnitt 3.3.1.4.1 die Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen für weitere (potentielle) Anwendungsbereiche für Wasserstoff als Energieträger betrachtet. Bei den Analysen wird (implizit) unterstellt, dass es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht geeignete Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff in diesen Bereichen gibt. Anschließend wird in Abschnitt 3.3.1.4.2 die (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems thematisiert, welches sowohl die Residuallastabdeckung im Stromsystem als auch weitere Anwendungsbereiche (integriert) adressiert.

3.3.1.4.1 (Institutionelle) Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems für weitere (potentielle) Anwendungsbereiche

3.3.1.4.1.1 Grundsätzliche und eher langfristig ausgerichtete Ausgestaltungsfragen

FOKUS AUF DEN ANWENDUNGSBEREICH INDUSTRIE UND ANFORDERUNGEN DER NACHFRAGER

Als Anwendungsbereiche für den Energieträger Wasserstoff kommen – abgesehen von dem in diesem Abschnitt grundsätzlich nicht berücksichtigten Einsatz in Kraftwerken zur Abdeckung der Residuallast im Stromsektor – insbesondere die (Nachfrage-)Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäudewärme sowie die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Betracht, die i. d. R. (auch) in (Fern-)Wärmenetze eingebunden sind bzw. sein werden. Im Fokus steht folgend der (mögliche) Einsatz von Wasserstoff im Industriebereich, auf die weiteren Anwendungsbereiche wird anschließend nur kurz eingegangen.[125]

[125] Für die Transformation des Industriebereichs wird Wasserstoff sowohl als Energieträger als auch als Rohstoff im Allgemeinen eine hohe Bedeutung beigemessen. In den „BMWi-Langfristszenarien“ schwankt zwar der konkrete Bedarf an Wasserstoff im Industriebereich je nach Transformations-Szenario durchaus erheblich, im Zielzustand ergibt sich aber sowohl in dem auf möglichst weitgehende Elektrifizierung ausgerichteten Transformations-Szenario

Wenn Nachfrager im Industriebereich auf den Energieträger Wasserstoff umsteigen, investieren sie in aller Regel hochspezifisch.[126] Folglich ist es für sie bedeutsam, dass für sie zunächst langfristige Sicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Wasserstoff auf der (die Optionen des Imports und der Herstellung aus in Windenergie- und PV-Anlagen erzeugtem Strom in Elektrolyseuren einschließenden) Herkunftsseite besteht, wobei damit einhergehend die Erwartungshaltung einer (gerade auch langfristigen) Kalkulierbarkeit der Bezugspreise vorliegen wird. In analoger Weise werden derartige Erwartungshaltungen hinsichtlich der Kapazitäten im Bereich der Wasserstoffspeicher und Pipelines existieren.[127] Diese Anforderungen der (potentiellen) Nachfrager sind als Nebenbedingungen anzusehen, wenn Planungs- und Finanzierungsregime für die verschiedenen Energieinfrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems auf eine (langfristig) effizient wirkende Weise ausgestaltet werden sollen.[128]

RATIONALITÄT FÜR ÖFFENTLICHE PLANUNGS- UND FINANZIERUNGSREGIME SOWIE EINBEZUG DEZENTRALEN WISSENS ÜBER DESIGNTE MÄRKTE …

Eine (Grundsatz-)Frage ist, ob bzw. inwieweit es möglich ist, durch einzelwirtschaftliche Abwägungen der potentiellen Nachfrager von Wasserstoff im Industriebereich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvolle Entscheidungen hinsichtlich dessen Verwendung einerseits und der Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems andererseits zu erhalten. Dies wird folgend zunächst mit Bezug zu der Annahme diskutiert, dass der Wasserstoff importiert wird. Die einzel- bzw. betriebswirtschaftliche Abwägung durch potentielle Nachfrager wird zunächst durch Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und somit Bepreisung im Bereich eines Wasserstoffsystems beeinflusst. In diesem Zusammenhang ist erstens über die Kostentragung für Importanlagen und Pipeline-Verbindungen für deren Anbindung zu entscheiden. Dabei ist zum einen zu klären, ob die Nachfrager des Wasserstoffs sämtliche Kosten hierfür zu tragen haben oder ob („ausnahmsweise“) Kosten (zumindest teilweise) aus Haushaltsmitteln bzw. mit Finanzmitteln abgedeckt werden, die nicht von den Wasserstoffnachfragern stammen. Zum anderen sind Fragen der intertemporalen Kostenallokation zu entscheiden. Zweitens stellen sich analoge Fragen mit Bezug zu Wasserstoffspeichern. Drittens sind diese Fragen mit Bezug zum Anschluss von Nachfragern an Wasserstoff-Pipelines zu beantworten. In diesem Kontext ist zunächst zu klären, ob und in welcher kapazitativen (und dabei gerade auch räumlichen) Ausgestaltung ein Pipeline-Basisnetz realisiert wird, für das ein einheitliches (und dabei ggf. auch standort- und entfernungsunabhängiges) Preisregime etabliert wird. Ferner sind Anbindungs- bzw. Anschlussregeln für die von dem Basisnetz zu den Nachfragern

---

(„TN-Strom“) als auch in dem Transformations-Szenario mit hoher Wasserstoffnutzung („TN-H2-G“) eine durchaus beträchtliche Wasserstoffnachfrage im Industriebereich von 156 TWh bzw. 359 TWh pro Jahr. Vgl. dazu Fraunhofer ISI et al. (2021, S. 15).

[126] Nur eingeschränkt gelten könnte dies z. B. für „bivalente“ (Industrie-)Nachfrager, die zu relativ geringen (Mehr-)Kosten parallel auch auf alternative Energieträger (wie zunächst etwa auf Erdgas) zurückgreifen und zwischen den verwendeten Energieträgern flexibel wechseln können. Für die weiteren Analysen ist dieser Aspekt aber weitgehend unerheblich.

[127] Dabei gelten die in Abschnitt 3.3.1.3.1 vorgestellten Überlegungen zu Standortfragen unter Berücksichtigung der beiden Optionen bezüglich der Herkunft des Wasserstoffs sowie zu damit einhergehenden Erfordernissen hinsichtlich der Ausgestaltung des Strom- und eines Pipeline-Netzes ebenfalls in analoger Weise.

[128] Eine Zusicherung langfristiger Kapazitätsrechte an Energieinfrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems im Allgemeinen und den Wasserstoff-Pipelines im Speziellen wäre im Übrigen erschwert, wenn der übergeordnete Rechtsrahmen kurzfristig wirksame allgemeine Anschluss- und Zugangsansprüche für die entsprechenden Infrastrukturanlagen vorsehen würde.

reichenden Pipelines zu definieren, die nicht zuletzt Regeln zur (Fix-)Kostenanlastung und somit Bepreisung zu enthalten haben.

In analoger Weise sind derartige (Fix-)Kostenanlastungs- und Bepreisungsentscheidungen im Bereich der Energieträger zu fällen, die für die Nachfrager eine Alternative zum Wasserstoff darstellen. Vereinfachend wird diesbezüglich angenommen, dass für die hier betrachteten Nachfrager im Industriebereich Strom als Alternative in Betracht kommt. Ein derartiges Konkurrenzverhältnis zwischen Wasserstoff und Strom wird in vielen Analysen bezüglich der Ausgestaltung eines zukünftigen klimaneutralen Energiesystems z. B. für bestimmte Produktionsschritte bei der Stahlerzeugung als denkbar angesehen.[129] In diesem Zusammenhang ist erstens über die (Fix-)Kostenallokation und Bepreisung im Bereich der Stromnetze zu entscheiden. Zweitens hat dies mit Bezug zu den Windenergie- und PV-Anlagen zu erfolgen, wobei auch die die Realisierung von Windenergieanlagen erschwerenden Flächenknappheiten adäquat zu berücksichtigen sind. Drittens sind diese Entscheidungen mit Bezug zum Residuallastsystem für den Stromsektor zu treffen.

Bei einer Gesamtbetrachtung bezüglich der dargestellten Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung ist festzustellen, dass es als immense und wohl kaum bewältigbare Herausforderung angesehen werden kann, diese Festlegungen in einer Weise zu fällen, die (in etwa) sicherstellt, dass betriebswirtschaftlich motivierte Entscheidungen der potentiellen Nachfrager zu einer aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvollen Verwendung von Wasserstoff einerseits und Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems andererseits führen. Wenn auf diese Weise auch noch Entscheidungen bezüglich der Realisierung von (in Konkurrenz zur Importoption stehenden) Elektrolyseuren und ggf. damit einhergehend zusätzlichen Kapazitätserrichtungen im Bereich von Windenergie- und PV-Anlagen getroffen werden sollen, steigen die Herausforderungen nochmals deutlich an. In diesem Zusammenhang ist nicht zuletzt zu berücksichtigen, dass es keine „wahren“ Entscheidungen bezüglich derartiger Kostenanlastungen gibt. Es bietet sich vielmehr an, bei Bepreisungsentscheidungen wie in Abschnitt 3.1.2.2.2 thematisiert vorzugehen. Dementsprechend sind – gemäß den Darstellungen in den Abschnitten 3.1.2.1.3 und 3.1.2.2.1 – zunächst gewisse (technisch-systemische) Ausgestaltungsentscheidungen bezüglich eines Wasserstoffsystems und der Verwendung des Wasserstoffs in Nachfragebereichen integriert „durchdacht“ im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes zu fällen und daran anschließend ist über öffentlich gestaltete Märkte (gezielt) dezentrales Wissen der (potentiellen) Wasserstoffnachfrager einzubeziehen und so festzulegen, wer an ein Wasserstoffsystem angeschlossen wird und in welchem Ausmaß Wasserstoff einsetzt. Die Anforderungen an die Verfügbarkeit von (technisch-systemischem) Wissen auf Seiten der öffentlichen Hand werden bei diesem Ansatz deutlich geringer als bei dem Versuch sein, einzig über Festlegungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung Entscheidungssituationen für potentielle Wasserstoffnachfrager zu „kreieren“ (bzw. – anders formuliert – zentralistisch zu planen), in denen deren betriebswirtschaftliches Kalkül zu einer aus gesamtsystemisch und damit gesamtwirtschaftlich vorteilhaften Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems sowie einem effizienten Wasserstoffeinsatz führen.

[129] Vgl. z. B. Ariadne (2021, S. 125 ff.) und Fleiter et al. (2021, S. 102–104).

… und denkbare (ungefähre) Ausgestaltung von öffentlichen Planungs- und Finanzierungsregimen und von (designten) Märkten

Mit Bezug zu den hier thematisierten (potentiellen) Abnehmern im Industriebereich könnte konkret wie folgt bei der Planung und Finanzierung von vorzunehmenden Investitionen zum Aufbau eines Wasserstoffsystems vorgegangen werden:

- Im Rahmen gesamtsystemisch und damit gesamtwirtschaftlich ausgerichteter Analysen wird (ungefähr) ermittelt, in welchem Ausmaß Wasserstoff im Industriebereich eingesetzt werden sollte. Dabei wird folgend zunächst wiederum unterstellt, dass der Wasserstoff importiert wird. Ferner wird auf Basis derartiger Analysen über die Dimensionierung eines Pipeline-Basisnetzes entschieden, welches nicht nur die Importanlagen und Speicher, sondern auch in einem zu der zur Verfügung stehenden Menge an Wasserstoff passenden Umfang potentielle Nachfrager anbindet bzw. den potentiellen Nachfrageorten zumindest nahe kommt.[130] Bei der Kapazitätswahl bezüglich des Pipeline-Netzes sollte wiederum der Wert von Optionen berücksichtigt werden, welche mit Netzinfrastrukturen tendenziell relativ kostengünstig geschaffen werden können. Dies führt nicht zuletzt zu einer Offenheit für zukünftige Erhöhungen der Importmengen.
- Durch Bepreisungsentscheidungen wird sodann in einer Weise ein Rahmen dafür geschaffen (bzw. ein Markt designt), dass von Nachfragern ein Umstieg auf den Energieträger Wasserstoff in einem Ausmaß erfolgt (bzw. erwartet werden kann), der mit den Ergebnissen der gesamtsystemisch und gesamtwirtschaftlich ausgerichteten Analysen korrespondiert. Kompatibel mit den vorgesehenen Bepreisungsentscheidungen werden Kosten angelastet.[131] Unter Berücksichtigung des technisch-systemischen Wissensstandes auf Seiten der öffentlichen Hand und ergänzend der Herausforderungen beim Institutionendesign ist darüber zu entscheiden, ob sich ein designter Markt für (potentielle) Nachfrager an sämtliche Industriebereiche richten oder nur einzelne Bereiche adressieren sollte. Ggf. sollten dann verschiedene Märkte für unterschiedliche (Industrie-)Bereiche gestaltet werden. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass die relevanten zu Wasserstoff alternativen Energieträger sich zwischen den Industriebereichen unterscheiden können (und wohl auch werden). Damit einhergehend kann es eine nicht sinnvoll bewältigbare Herausforderung darstellen, Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung hinsichtlich dieser verschiedenen alternativen Energieträger durch die öffentliche Hand in einer Weise zu fällen, die auf einem einzigen (gemeinsamen) designten Markt bezüglich des Einstiegs in die Wasserstoffnutzung dazu führt, dass betriebswirtschaftlich motivierte Entscheidungen der privaten Marktakteure auch aus gesamtsystemischer und damit gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft sind. Durch eine entsprechende (wie vorstehend dargestellte)

[130] Für den Aufbau eines Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes dürfte in einem erheblichen Ausmaß auf umgebaute Erdgas-Pipelines zurückgegriffen werden, was integrierte Planungsentscheidungen erfordert. Dies wird in den Abschnitten 3.3.1.5 und 3.3.2 noch kurz thematisiert.

[131] Sofern auf diesem Wege nicht sämtliche Kosten abgedeckt werden, müssten entsprechend „an anderer Stelle“ Finanzmittel erhoben und (Teile der) Kosten damit sektorübergreifend finanziert werden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen einer solchen sektorübergreifenden (Quer-)Finanzierung werden als Anhang in Abschnitt 3.3.4 betrachtet.

Ausgestaltung des Pipeline-Netzes und geeignete Bepreisungsentscheidungen kann im Übrigen eine Offenheit für veränderte und insbesondere im Zeitablauf zunehmende Importmengen geschaffen bzw. unterstützt werden.

- Das geschilderte öffentliche Planungsregime ist mit einem öffentlichen Finanzierungsregime zu verbinden. Dieses Finanzierungsregime wird – insbesondere in der Anfangsphase des Aufbaus und der Etablierung eines Wasserstoffsystems ist hiervon auszugehen – den Zufluss von Finanzmitteln erfordern, welche nicht im Kontext der Nutzung von und Nachfrage nach Wasserstoff erhoben werden. Ob es sich hierbei um Haushaltsmittel oder über externe Fonds fließende Mittel, die in anderen Bereichen des Energiesystems erhoben werden, handelt und inwieweit intertemporale Lastenverschiebungen durch Kapitalaufnahmen erfolgen, ist für die (mit den vorstehend dargestellten öffentlichen Planungsregimen kompatible) Finanzierung des Wasserstoffsystems zunächst unbedeutend. Wichtig wäre jedoch die Abgabe eines starken politischen Commitments, stets die gemäß den Planungen erforderlichen Finanzmittel für den Aufbau des Wasserstoffsystems zur Verfügung stellen zu können. Eine Finanzmittelbereitstellung über die jährliche Haushaltsverabschiedung im Rahmen des „normalen" Haushaltssystems würde diese Anforderung nicht (bzw. zumindest nicht in jedem Fall) erfüllen.
- Es dürfte sich anbieten, zumindest ein gewisses Basis- bzw. Ausgangsniveau an Speicherkapazität ebenfalls im Rahmen öffentlicher Planung festzulegen und damit einhergehend auch Finanzmittel für die Bereitstellung dieser Speicher vorzusehen, die nicht von den Wasserstoffnachfragern erhoben werden.[132] Analog ist u. U. bei der Planung und Finanzierung von Importanlagen vorzugehen.
- Es werden (Anbindungs- bzw. Anschluss-)Regeln aufgestellt, die festlegen, unter welchen Bedingungen Pipelines zur Anbindung von Nachfragern an das Basisnetz errichtet werden und wie damit einhergehend die Anbindung von Nachfragern und die Nutzung dieser Pipelines bepreist wird. Es ist denkbar, dass neben den von den direkten Nutzern getragenen Kosten auch noch weitere Finanzmittel zur Finanzierung dieser (Anbindungs-)Pipelines vorgesehen werden müssten bzw. sollten.

Es erscheint vorstellbar, dass – im Kontext gewisser übergeordneter staatlicher Planungen und Aktivitäten bezüglich der Minimierung von Risiken von Energieimporten – durch private (als Energiehändler tätige) Akteure die erforderliche langfristige Zusicherung der Bereitstellung von Wasserstoff-Importmengen gemäß den Präferenzen der Nachfolger erfolgen kann. Unter Umständen ist – insbesondere in der Anfangsphase der Etablierung eines Wasserstoffsystems und des Aufbaus von Importbeziehungen – jedoch auch ein umfangreicheres staatliches Engagement erforderlich, was jedoch in dieser Studie nicht vertieft zu untersuchen ist.

[132] Wasserstoffspeicher werden wohl z .T. durch Umwidmung ehemaliger bzw. bisheriger Erdgasspeicher realisiert werden, was integrierte Planungsentscheidungen erfordert. Dies wird in den Abschnitten 3.3.1.5 und 3.3.2 ebenfalls noch kurz thematisiert.

Offenheit für zukünftig zunehmende Importmengen und Relevanz der Kapazitätsallokation sowie Planungs- und Finanzierungsregime hinsichtlich dann anzupassender Infrastrukturanlagen

Denkbar erscheint, dass die Kosten für zusätzliche Infrastrukturanlagen, die im Zeitablauf bei ansteigenden Importmengen insbesondere im Bereich der Importanlagen und Speicher erforderlich werden könnten, in sinnvoller Weise den Nachfragern im Allgemeinen und ggf. neu hinzukommenden Nachfragern im Speziellen angelastet werden können. Diese Kosten werden dann – das erfolgreiche Design entsprechender (Fix-)Kostenanlastungsregeln vorausgesetzt – von potentiellen Nachfragern in ihr (betriebswirtschaftliches) Kalkül einbezogen, wenn sie einen Einstieg in die Nutzung von und Nachfrage nach Wasserstoff prüfen. Wie bereits thematisiert, dürfte es sich anbieten, ein Pipeline-Basisnetz von Anfang an so zu konzipieren, dass es in der Lage ist, gewisse (zukünftige) Mengensteigerungen aufzunehmen.

Wichtig ist, dass für Nachfrager nicht nur eine langfristige Bezugssicherheit hinsichtlich der Importmengen vorliegt, sondern dass damit einhergehend auch die erforderlichen Pipeline- und Speicherkapazitäten (zu vorausschauend in etwa kalkulierbaren wirtschaftlich Konditionen) für sie zur Verfügung stehen. Dies wird – nicht zuletzt aufgrund von Interdependenzen zwischen der Kapazitätsallokation einerseits und Planungs- und Finanzierungsregimen andererseits – eine (zumindest gewisse) dauerhafte Involvierung der öffentlichen Hand erfordern.

Besondere Herausforderungen bei Planungs- und Finanzierungsregimen für Elektrolyseure

Die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Nutzung von Wasserstoff, der (vorwiegend) in inländischen Elektrolyseuren erzeugt wird, hängt – wie bereits thematisiert worden ist – umfangreich von Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung ab, die von der öffentlichen Hand im Energiesystem zu fällen sind. Es dürfte kaum möglich sein, diese Festlegungen in einer Weise zu treffen, die als Folge betriebswirtschaftlicher Kalküle dauerhaft zu aus gesamtsystemischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvollen Entscheidungen bezüglich der Errichtung von Elektrolyseuren in Deutschland und der Nutzung von Wasserstoff, der mit diesen Anlagen erzeugt wird, führen. Vielmehr dürfte es sich anbieten, dass öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime für Elektrolyseure etabliert werden und in diesem Rahmen deren (ungefähre) Kapazität determiniert wird, die zur Erzeugung von Wasserstoff für den Industriebereich zur Verfügung steht.[133] Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung sind dann darauf auszurichten, dass ein gesamtsystemisch und gesamtwirtschaftlich sinnvoller Betrieb der Elektrolyseure erfolgt. Ob die Kapazität von Elektrolyseuren bzw. der in diesen erzeugte Wasserstoff speziellen Nachfragern dezidiert zur Verfügung stehen sollte oder nicht, erfordert Untersuchungen, die in dieser Studie aus Ressourcengründen nicht geleistet werden können.

[133] Im Rahmen gesamtsystemisch und damit gesamtwirtschaftlicher Analysen könnte im Übrigen auch ermittelt werden, dass keine entsprechenden Kapazitäten geschaffen werden sollten.

Weitere Nachfragebereiche für Wasserstoff und deren Berücksichtigung in öffentlichen Planungsregimen

Auch für weitere potentielle Anwendungs- bzw. Nachfragebereiche und somit u. a. für die Bereiche Verkehr und Gebäudewärme gelten die vorstehenden Überlegungen zum Aufbau eines Wasserstoffsystems in analoger Weise.[134] Dies betrifft zunächst Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturanlagen, aber darüber hinaus auch die langfristige Gewährleistung der Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie von den erforderlichen Kapazitäten im Bereich der Pipelines und Speicher. Im Rahmen öffentlicher Planungsregime ist somit auch festzulegen, welche Nachfragebereiche entweder mit einem einzigen gestalteten Markt oder mit mehreren (sich an einzelne Nachfragebereiche richtenden) Märkten adressiert werden sollten. Derartige grundsätzliche Entscheidungen dürften z. T. bereits im Rahmen einer SEP (gemäß den Darstellungen in Abschnitt 3.2) vorzunehmen sein.

Eine Besonderheit könnte im Bereich der Wasserstoffnachfrage durch (größere) KWK-Anlagen vorliegen. Diese Anlagen sind ggf. sinnvoll integrierbar in ein Wasserstoff-basiertes System zur Abdeckung der Residuallast im Strombereich, welches im vorherigen Abschnitt 3.3.1.3.1 thematisiert worden ist. Diese Frage wäre im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes zu untersuchen und zu beantworten und dabei wären umfassend auch Fragen zur Wahl von Standorten und Ausgestaltung des Pipeline-Netzes zu berücksichtigen. Sofern eine derartige Integration von KWK-Anlagen in das System zur Abdeckung der Residuallast sinnvoll sein sollte, dürfte es sich anbieten, einen speziell designten Markt als Teil eines Planungsregimes vorzusehen, mit dem KWK-Anlagen adressiert werden.

Verteilungs- und strukturpolitische Fragen im Zusammenhang mit der Definition eines Basisnetzes sowie der Festlegung von Anbindungsregeln

Abschließend angemerkt sei, dass die Ausgestaltung und insbesondere die räumliche Ausdehnung eines Wasserstoffsystems im Allgemeinen und eines Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes im Speziellen verteilungs- und strukturpolitische Dimensionen aufweisen wird. In diesem Zusammenhang ist es vorstellbar, dass diesbezügliche Entscheidungen Teil eines „politischen Paketes“ sein werden, das zum einen bedeutsame Beschlüsse für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität und zum anderen Maßnahmen zum Ausgleich damit einhergehender Verteilungswirkungen sowie strukturpolitisch motivierte Entscheidungen umfasst. Derartige politische Entscheidungen und „Paketzusammenstellungen“ könnten u. U. – wie in Abschnitt 3.2.1.3.2 bereits thematisiert – im Rahmen bzw. im Kontext einer (konkreten) SEP getroffen werden.

3.3.1.4.1.2 Kurzfristig zu etablierende Planungs- und Finanzierungsregime

Der im vorangegangenen Abschnitt 3.3.1.4.1.1 thematisierte Aufbau eines Wasserstoffsystems und die hierfür erforderliche Etablierung von geeigneten Planungs- und Finanzierungsregimen erfordert vorgelagerte Grundsatzentscheidungen. Insoweit diese Grundsatzentscheidungen noch nicht gefällt sind, bietet es sich an, dass diese gemäß den Darstellungen in Abschnitt 3.2 im Rahmen oder zumindest im Kontext einer SEP gefällt werden. Es gibt jedoch gewichtige Argumente dafür, bereits kurzfristig(er)

[134] Dies gilt nicht zuletzt auch für die Möglichkeit, dass im Rahmen gesamtsystemisch und damit gesamtwirtschaftlicher Analysen ermittelt werden könnte, dass in den entsprechenden Bereichen keine Wasserstoffnutzung erfolgen sollte.

erste Investitionen vorzusehen und vorzunehmen, die als Einstieg in den Aufbau eines Wasserstoffsystems angesehen werden können:

- In einigen Industriebereichen besteht die Gefahr, dass in den nächsten Jahren in sehr langlebige und kapitalintensive Anlagen in einer Weise investiert wird, die völlig inkompatibel mit der beschlossenen Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität ist.[135] In diesen speziellen (Sonder-)Fällen bietet es sich im Kontext des derzeitigen technisch-systemischen Wissensstandes an, durch staatliche Involvierung andere Investitionen und dabei ggf. bevorzugt Investitionen anzureizen, die mit einer Nutzung von Wasserstoff als Energieträger einhergehen.
- Zur Vorbereitung eines umfassenden Einstiegs in die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger sollte weiteres Wissen generiert werden, was nicht zuletzt auch im Rahmen von (ggf. auch größeren) Pilotvorhaben und der Erprobungen bestimmter technisch-systemischer Konzepte erfolgen sollte.

Allerdings ist auch zu beachten, dass gewisse in naher Zukunft beschlossene Investitionen, die auf die Nutzung von Wasserstoff als Energieträger ausgerichtet sind, infolge denkbarer zukünftiger (technisch-systemischer) Ausgestaltungsentscheidungen bezüglich des Energiesystems, die möglicherweise im Rahmen einer SEP gemäß den Darstellungen in Abschnitt 3.2 gefällt werden könnten, ggf. als (große) Fehlentscheidungen einzuordnen sein könnten. Dies zeigt an, dass bereits kurzfristig ein „vorläufiges“ öffentliches Planungsregime für Investitionen im Wasserstoffbereich etabliert werden sollte.

Denkbar wäre es in diesem Zusammenhang, zunächst zum einen erste Systemumbaumaßnahmen im Bereich der Speicher und eines zunächst kleinen Pipeline-Basisnetzes vorzusehen. Zum anderen könnte auf Basis von Einzelfallprüfungen ausgewählt werden, welche (i. d. R. größeren) Nachfrager im Industriebereich bei einem Einstieg in die Wasserstoffnutzung finanziell unterstützt werden, wofür z. B. auf Haushaltsmittel zurückgegriffen werden könnte. Dies sollte insbesondere bei Unternehmen in Betracht gezogen werden, die andernfalls langlebige und kapitalintensive Investitionen tätigen dürften, die inkompatibel mit der klimaneutralen Transformation des Energiesystems wären. Bedeutsam wäre es, bei derartigen Einzelfallprüfungen auch Standortfragen zu berücksichtigen, auf deren Relevanz bereits in Abschnitt 3.3.1.3.1 hingewiesen worden ist. Hierfür sollten im Vorfeld und somit kurzfristig diesbezügliche Analysen von der öffentlichen Hand durchgeführt werden.

Vermieden werden sollte, dass der kurzfristige Beginn des Aufbaus eines Wasserstoffsystems und der Einstieg von ersten Akteuren in die Wasserstoffnutzung dazu führt, dass problematische Pfadabhängigkeiten geschaffen werden. In diesem Zusammenhang sind gerade auch Pfadabhängigkeiten im institutionellen Bereich und dabei nicht zuletzt hinsichtlich Entscheidungen über die Anlastung von (Fix-)Kosten im Energiesystem und die Bepreisung sowie die Kapazitätsallokation zu berücksichtigen. Unabhängig davon ist auch für die ersten Investoren insofern Investitionssicherheit zu gewährleisten,

[135] Agora Energiewende / Wuppertal Institut (2019, S. 24 f.) weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass ein hoher Anteil der Produktionsanlagen in der deutschen Grundstoffindustrie bis zum Jahr 2030 das Ende der technischen Lebensdauer erreicht und somit ein entsprechend hoher Reinvestitionsbedarf besteht.

als dass deren nach einer positiven Prüfung im Rahmen eines öffentlichen Planungsregime durchgeführte spezifische Investitionen angemessen zu schützen sind.

3.3.1.4.2 Integrierte (institutionelle) Gesamtausgestaltung eines Wasserstoffsystems

INTEGRIERTE PLANUNG UND NUTZUNG VON PRODUKTIONSSEITIGEN SYNERGIEEFFEKTEN TROTZ MÖGLICHERWEISE DIFFERENZIERTER BEPREISUNGSREGELN UND KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMEN

Bislang sind die Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems, das der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dient (in Abschnitt 3.3.1.3.1), und ein sich an weitere Anwendungsbereiche (und somit auch Nachfragebereiche) richtendes Wasserstoffsystem (in Abschnitt 3.3.1.4.1) komplett isoliert voneinander betrachtet worden. Nun wird diese getrennte Thematisierung aufgegeben und dabei nicht zuletzt auf die Möglichkeit der Realisierung von Synergieeffekten zwischen diesen beiden Teilsystemen eingegangen bzw. die Zusammenführung beider Teilsysteme thematisiert.

Für das Pipeline-Netz ist bei der getrennten Diskussion der Teilsysteme jeweils ein öffentliches Planungs- und Finanzierungsregime als vorzugswürdig eingestuft worden. Vor diesem Hintergrund ist zunächst eine integrierte Konzeption und anschließend daran die Nutzung von Synergieeffekten im Produktionsbereich unkompliziert möglich und grundsätzlich zu empfehlen. Unabhängig davon kann es sich anbieten, realisierte Kapazitäten bzw. Kapazitätsanteile den beiden verschiedenen Teilsystemen explizit zuzuordnen. Dies ermöglicht nicht zuletzt, verschiedene Bepreisungs- und Kapazitätsallokationsregeln für die beiden Teilsysteme anzuwenden, was gemäß den vorherigen Analysen mit Bezug zu den einzelnen Teilsystemen (zumindest teilweise) zu empfehlen ist. Es ist ebenfalls grundsätzlich unkompliziert möglich, für die den beiden Teilsystemen zuzurechnenden Kapazitätsanteile unterschiedliche Finanzierungsregime vorzusehen.

Für Importanlagen und Speicher sowie Elektrolyseure gelten die vorstehenden Aussagen bezüglich des Pipeline-Netzes teils in analoger Weise und zwar insbesondere für die Kapazitäten, die im Rahmen öffentlicher Planungsregime konzipiert werden. Dabei kann es sich im Einzelfall anbieten, das Verhältnis aus den Vorteilen der Realisierung von Synergieeffekten einerseits und den (möglichen, aber i. d. R. keinesfalls hohen) Nachteilen aufgrund der Erfordernis der differenzierten Regelung von einzelnen Aspekten (wie der Kapazitätsallokation) andererseits zu ermitteln und ggf. dann doch in Einzelfällen Infrastrukturanlagen den jeweiligen Teilsystemen getrennt zuzuordnen.

Für Importanlagen und Speicher ist in Abschnitt 3.3.1.4.1.1 auf die mögliche Rationalität hingewiesen worden, über Investitionen in zusätzliche Kapazitäten im Kontext der Erhöhung von Importmengen grundsätzlich private Akteure entscheiden zu lassen. Im Falle eines derartigen Vorgehens liegen relevante Argumente dafür vor, auf die Realisierung von Synergieeffekten mit Infrastrukturanlagen im Bereich der Speicher und Importanlagen, über deren Realisierung im Rahmen öffentlicher Planungsregime entschieden wird, ggf. zu verzichten. Insbesondere könnte die Komplexität von Regelungen, die zur

Nutzung von Synergieeffekten in derartigen Konstellationen zu etablieren wären, unangemessen hoch sein.[136]

Zuordnung von Aufgaben und Verantwortlichkeiten im Umsetzungs- bzw. Produktionsbereich

Speziell bei den Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems, deren Realisierung im Rahmen öffentlicher Planungsregime beschlossen worden ist, ist festzulegen, wem die Verantwortung für die Umsetzung der entsprechenden kapazitativen Bereitstellungsentscheidungen zugeordnet werden soll.[137] Dies betrifft insbesondere Aufgaben im Bereich der Produktion und somit die Objektplanung, die Verantwortung für die Errichtung sowie die Betriebsführung und die Erhaltung.

Pipelines und Speicher eines Wasserstoffsystems werden voraussichtlich in vielen Fällen in der Weise realisiert, dass bislang im Erdgassystem genutzte Infrastrukturanlagen umgebaut werden. In diesem Zusammenhang dürfte es sich anbieten, dass den bisherigen Betreibern die Umsetzungs- und damit Produktionsverantwortung zugewiesen wird. Dies könnte ggf. (zumindest zunächst) zeitlich befristet (z. B. für 20 Jahre) erfolgen.[138] Die Umsetzung der Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der weiteren Infrastrukturanlagen, über deren Realisierung im Rahmen öffentlicher Planungsregime entschieden wird, kann als eine Frage des Procurements und der Ausgestaltung einer (Monopol-)Regulierung angesehen werden, was in dieser Studie nicht vertieft betrachtet wird. Bei derartigen (Ausgestaltungs-)Fragen sind nicht zuletzt auch Möglichkeiten zur Realisierung von Synergieeffekten im Produktionsbereich zu berücksichtigen, was Entscheidungen über Losgrößen und Bündelungen von Verantwortlichkeiten und Aufgaben betrifft.

Beziehung zwischen dem Eigentum an Infrastrukturanlagen einerseits sowie zunächst der Aufgabenwahrnehmung bei der Umsetzung bzw. Produktion und ferner der Zuordnung von Kapazitätsrechten andererseits

Festzulegen ist, wer Eigentümer von Infrastrukturanlagen sein soll, über deren Realisierung im Rahmen öffentlicher Planungsvorhaben entschieden wird und deren Finanzierung damit einhergehend ebenfalls im Rahmen eines öffentlichen Regimes erfolgt. Annahmegemäß wird dabei die Option einer öffentlichen Eigentümerschaft in diesem Kapitel ausgeschlossen.[139]

Bei Wasserstoff-Pipelines und Speichern, die vormals Teil des Erdgassystems gewesen sind, bietet es sich an, dass bestehende Eigentumskonstellationen nicht verändert werden, was aber ggf. wiederum zunächst nur temporär (z. B. in Verbindung mit der Etablierung eines Konzessionsregimes) so

[136] Zu dieser Thematik sollten zukünftig im Bedarfsfall vertiefte Untersuchungen durchgeführt werden. Dabei ist nicht zuletzt auch zu berücksichtigen, ob und inwieweit sich die öffentliche Hand letztendlich wirklich in sinnvoller Weise aus den geschilderten Investitionsentscheidungen heraushalten kann.

[137] Bei den Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems, über deren Realisierung nicht im Rahmen öffentlicher Planungsregime entschieden wird, sind die privaten Akteure, die die Investitionsentscheidungen fällen, quasi automatisch auch dafür zuständig, sich um die Umsetzung der kapazitativen Bereitstellungentscheidungen zu kümmern und dafür (in einem mehr oder weniger umfangreichen Ausmaß) Auftragnehmer einzubeziehen.

[138] Dies tangiert auch noch in Kapitel 4 thematisierte Fragen der Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft.

[139] Vertiefte Analysen zur Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturanlagen werden in Kapitel 4 und speziell mit Bezug zu wesentlichen Anlagen eines Wasserstoffsystems in Abschnitt 4.3 vorgenommen.

vorgesehen werden könnte. Ansonsten sind bei der Suche nach „passenden“ Eigentümern zwei Aspekte zu berücksichtigen:

- Eigentum an Infrastrukturanlagen kann als Bestandteil von Anreizregimen angesehen werden. Im Falle von Entscheidungen über Kapazitätsrealisierungen im Rahmen öffentlicher Planungsregime und diverser weiterer öffentlicher Entscheidungsfällungen spielt Eigentum bei Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems im Wesentlichen lediglich eine Rolle in Anreizregimen hinsichtlich der effizienten Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen und somit hinsichtlich einer effizienten Produktion. Es ist nicht erkenntlich, dass in derartigen Anreizregimen unbedingt eine „Eigentumskomponente“ enthalten zu sein hat. Vielmehr stehen auch andere Wege zur Gewährleistung einer Risikotragung durch Akteure zur Verfügung, denen Produktionsverantwortung übertragen wird. Nichtsdestotrotz erfordert die Gestaltung derartiger Anreizregime einzelfallbezogene Detailbetrachtungen. In diesem Zusammenhang relevante Fragen der Kapitalbereitstellung und Haftung sowie deren Beziehung zur Risikoallokation und zur Ausgestaltung von Anreizregimen werden in Kapitel 4 und speziell mit Bezug zu wesentlichen Anlagen eines Wasserstoffsystems in Abschnitt 4.3 noch vertieft betrachtet.
- Eigentumsrechte gehen im Regelfall – zumindest langfristig betrachtet – mit Nutzungsrechten einher. Wie thematisiert, ist es im Kontext von Spezifität, die mit dem Einstieg in die Wasserstoffnutzung einhergeht, grundsätzlich sinnvoll, dass sich Akteure langfristige Nutzungsrechte an Infrastrukturanlagen des Wasserstoffsystems sichern. Allerdings können die Transaktionskosten unangemessen hoch sein, wenn viele Nutzer jeweils entsprechend kleine Eigentumsanteile an Infrastrukturanlagen erwerben, um ihre spezifischen Investitionen abzusichern. In diesem Kontext bietet eine staatliche (Monopol-)Regulierung eines Eigentümers von Infrastrukturanlagen, der nicht mit den Nutzern verbunden ist und nicht deren Interessen verfolgt (sondern vielmehr eine Gewinnmaximierung anstrebt), eine Möglichkeit, sinnvoll spezifische Investitionen abzusichern. Diese staatliche Regulierung hat sich dann nicht nur auf Fragen der Kapazitätsallokation (und damit einhergehend der Dauerhaftigkeit von Nutzungsrechten), sondern auch auf die Vergütung des Eigentümers der monopolistischen Infrastrukturanlagen (und somit die Bepreisung der Kapazitätsnutzung) zu beziehen. Denn der Schutz der spezifischen Investitionen der Nachfrager erfordert auch, dass die wirtschaftlichen Konditionen der Nutzung der Kapazitätsrechte kalkulierbar und erhobene Preise begrenzt sind.

Der zweite der beiden genannten Aspekte spricht grundsätzlich dafür, dass die der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienenden Infrastrukturanlagen bzw. die entsprechenden Kapazitätsanteile eines Wasserstoffsystems sich im Eigentum desjenigen befinden, der für das Stromsystem verantwortlich ist.[140] Unter der Annahme, dass die Option einer öffentlichen Eigentümerschaft ausgeschlossen ist, würden sich in diesem Kontext die Stromübertragungsnetzbetreiber als Eigentümer anbieten.

[140] Infrastrukturanlagen des Wasserstoffsystems, die vorher Teil des Erdgassystems gewesen sind, können von dieser Empfehlung (offensichtlich) insoweit nicht erfasst werden, als dass sie weiterhin ihren bisherigen Eigentümern zugeordnet sind.

Ansonsten dürfte es lediglich für sehr große Nachfrager aus dem Industriebereich möglicherweise in Frage kommen, dass diese (Bruchteils-)Eigentum an Infrastrukturanlagen des Wasserstoffsystems erwerben.

3.3.1.5 Energieinfrastrukturen für gasförmige Kohlenwasserstoffe (Erdgas und synthetisches Methan)

INTEGRIERTES ÖFFENTLICHES PLANUNGSREGIME FÜR DEN FALL DES UMBAUS VON BISHER FÜR GASFÖRMIGE KOHLENWASSERSTOFFE GENUTZTE INFRASTRUKTURANLAGEN FÜR EIN WASSERSTOFFSYSTEM

Der Bereich der gasförmigen Kohlenwasserstoffe ist in besonderem Maße von der Unsicherheit betroffen, die besteht, weil noch unklar ist, auf welches Zielbild die Transformation des Energiesystems ausgerichtet wird. Der zukünftige Bedarf an Infrastrukturanlagen in diesem Bereich hängt insbesondere davon ab, welche Rolle zukünftig aus erneuerbaren Energien synthetisch erzeugtes Methan spielen wird. Ferner ist für die gerade auch mittel- und langfristige Kapazitätsplanung bezüglich Pipelines und Speichern von erheblicher Relevanz, in welchem Ausmaß und welcher Ausgestaltung ein Wasserstoffsystem aufgebaut wird und inwiefern dieser Aufbau durch den Umbau und die Umnutzung von Energieinfrastrukturanlagen erfolgen kann, die bislang für (fossiles) Erdgas (als nicht klimaneutraler Energieträger) zur Verfügung stehen.

Konkrete Planungsentscheidungen bezüglich der Energieinfrastrukturen für gasförmige Kohlenwasserstoffe können bzw. sollten vielfach insofern erst im Nachgang zu grundsätzlichen Entscheidungen bezüglich des Vorgehens bei der Transformation des Energiesystems gefällt werden, die gemäß den Vorschlägen in Abschnitt 3.2 zukünftig im Rahmen einer SEP zu klären sind. Davon ausgehend, dass zukünftig ein Wasserstoffsystem aufgebaut wird und hierfür z. T. bisherige Infrastrukturanlagen des Erdgassystems umgebaut werden, könnte es sich anbieten, dass im Anschluss an eine SEP ein integriertes öffentliches Planungsregime für Infrastrukturanlagen für gasförmige Kohlenwasserstoffe und Wasserstoff etabliert wird. Allerdings sind auch andere Formen der Koordination zwischen den Planungsregimen bezüglich der Energieinfrastrukturanlagen für diese beiden Energieträger vorstellbar, worauf in Abschnitt 3.3.2.2 noch (kurz) eingegangen wird.

ÖFFENTLICHES PLANUNGS- UND FINANZIERUNGSREGIME GERADE AUCH IM FALLE DES RÜCKBAUS DER INFRASTRUKTURANLAGEN FÜR GASFÖRMIGE KOHLENWASSERSTOFFE

Gerade dann, wenn die Bedeutung von gasförmigen Kohlenwasserstoffen als Energieträger zukünftig (und dies u. U. sogar in einer drastischen Weise) zurückgehen sollte, erscheint es geboten, dass nicht nur der Netzbereich, sondern auch die sonstigen Infrastrukturanlagen (wie etwa Speicher) von einem öffentlichen Planungsregime erfasst werden. Die (Erd-)Gasnachfrager haben spezifisch im Vertrauen auf dessen Verfügbarkeit investiert und damit einhergehend ist es von hoher gesamtwirtschaftlicher Bedeutung, dass ein Rückbau des Erdgassystems im Allgemeinen und seiner Infrastrukturanlagen im Speziellen in einer koordinierten Weise erfolgt.

Im Falle eines Rückbaus des Erdgassystems bzw. der für gasförmige Kohlenwasserstoffe vorgesehenen Infrastrukturanlagen werden Anpassungen im Bereich der Finanzierung erforderlich sein, um distributive und räumlich-strukturelle Verwerfungen zu vermeiden, die speziell in den Regionen auftreten würden, in denen dieser Rückbau erfolgt. Bei einem Rückgang der Nachfrage und der Anzahl der angeschlossenen Nachfrager drohen erhebliche Steigerungen der Belastungen aus

(Fix-)Kostenanlastungen bei den dann noch verbliebenen Nutzern. Damit würde die bei deren Einstieg in das Erdgassystem implizit gegebene Zusicherung gebrochen, dass die Nutzungskonditionen für die Infrastrukturanlagen berechenbar sind.

Ein derartiger Anstieg der Belastung der verbliebenen Nutzer könnte – zumindest zeitweise – vermieden werden, wenn die Gasnetzbetreiber – hier zunächst dabei vorliegende rechtliche Probleme ausklammernd – gezwungen würden, Verluste in Kauf zu nehmen. Allerdings kann durchaus die Position vertreten werden, dass die öffentliche Hand den Gasnetzbetreibern ebenfalls eine implizite Zusage gegeben hat und zwar in der Form, dass ihnen die Amortisation der Investitionen zugesagt worden ist, die sie im Rahmen ihrer einer (Monopol-)Regulierung unterliegenden Tätigkeiten vorgenommen haben. Das Brechen einer derartigen impliziten Zusage könnte auch negativ auf die bei Investoren in berechtigter Weise vorliegenden Erwartungshaltungen hinsichtlich der Höhe von Kapitalkosten „ausstrahlen", die ihnen im Rahmen einer (Monopol-)Regulierung zuzugestehen sind. Insofern könnte ein solches Vorgehen auch für die Nachfrager im Energie- und Infrastruktursystem insgesamt bei einer Gesamtbetrachtung nachteilig sein.

Ferner wäre zu erwarten, dass Gasnetzbetreiber sich juristisch dagegen wehren würden, wenn im Rahmen des Rückbaus des Erdgassystems anfallende Verluste bei ihnen „hängen bleiben" würden. Derartige Rechtsstreitigkeiten dürften mit erheblichen Transaktionskosten verbunden sein und es erscheint durchaus denkbar, dass die Gasnetzbetreiber sich mit ihren Forderungen zumindest in einem relevanten Ausmaß durchsetzen könnten.

Vor diesem Hintergrund ist anzuraten, dass im Falle eines Rückbaus des Erdgassystems bzw. der für gasförmige Kohlenwasserstoffe vorgesehenen Infrastrukturanlagen im Rahmen eines öffentlichen Finanzierungsregimes Haushaltsmittel oder bei der Gesamtheit der Nachfrager im Energiesystem erhobene Finanzmittel eingesetzt werden, um systematische Verluste bei den Gasnetzbetreibern zu verhindern und die Belastung der verbliebenen Nachfrager aus der Anlastung von (Fix-)Kosten zu begrenzen.[141] In diesem Zusammenhang ist auch die intertemporale Verteilungsfrage zu beantworten, ob die kollektive Übernahme von Verlusten zu einem Zeitpunkt oder gestreckt über einen längeren Zeitraum erfolgen sollte, der sich aus den Restnutzungsdauern der Anlagegüter ergeben könnte. Denkbar wäre in diesem Zusammenhang auch die Übernahme von Anlagegütern des bisherigen Erdgassystems in einen öffentlichen „Abwicklungsfonds", für dessen Ausgestaltung diverse Optionen bestehen, die vertieft zu prüfen wären. Ob und inwieweit diese Empfehlungen und Überlegungen (nicht nur für Pipelines, sondern) auch für weitere Infrastrukturanlagen des bisherigen Erdgassystems (wie Speicher) gelten sollte, die bisher keiner (Monopol-)Regulierung unterliegen, kann im Rahmen dieser Studie nicht weiter thematisiert werden; hierzu sollten ggf. zukünftig Analysen durchgeführt werden.

[141] An dieser Stelle sei (nochmals) auf die juristischen Ausführungen zu den grundlegenden rechtlichen Rahmenbedingungen einer sektorübergreifenden (Quer-)Finanzierung im Kontext der Transformation des Energiesystems als Anhang in Abschnitt 3.3.4 hingewiesen.

PLANUNGS- UND FINANZIERUNGSREGIME IM FALLE DER DAUERHAFTEN NUTZUNG VON INFRASTRUKTURANLAGEN FÜR GASFÖRMIGE KOHLENWASSERSTOFFE

Sofern in grundsätzlichen Entscheidungen zur Transformation des Energiesystems, die zukünftig ggf. gemäß den Darstellungen in Abschnitt 3.2 im Rahmen einer SEP gefällt werden, festgelegt wird, dass synthetisch erzeugtes Methan dauerhaft eine relevante Rolle im Energiesystem spielen wird, stellt sich die Frage der für die erforderlichen Infrastrukturanlagen geeigneten Planungs- und Finanzierungsregime. In diesem Zusammenhang kann auf die Analysen in Abschnitt 3.3.1.4.1.1 bezüglich eines (sich an Endkunden richtenden) Wasserstoffsystems verwiesen werden; die dort abgeleiteten Empfehlungen – gerade auch mit Bezug zur (die Importoption und die Option einer Erzeugung unter Einsatz von Strom aus inländischen Windenergie- und PV-Anlagen einschließende) Herkunftsseite – sind grundsätzlich analog für die Infrastrukturanlagen gültig, die für gasförmige Kohlenwasserstoffe vorzusehen sind. Diese Analysen und Empfehlungen sind jedoch u. U. mit den vorstehenden Überlegungen bezüglich eines Rückbaus des Erdgassystems zu verbinden, da ein zukünftig auf synthetischem Methan basierendes System voraussichtlich kleiner dimensioniert wäre als das derzeitige Erdgassystem.[142]

3.3.2 Breite und Tiefe der einzelnen öffentlichen Planungsregime und Interdependenzen zwischen diesen sowie Abstimmung mit der SEP

3.3.2.1 Grundsätzliche Anmerkungen im Kontext des gewählten Vorgehens im vorherigen Abschnitt

In Abschnitt 3.3.1 ist z. T. die Ausgestaltung von Planungsregimen für Energieinfrastrukturanlagen in Teilsystemen[143] der zentralen Ebene des Energiesystems untersucht worden, obwohl die zukünftige Relevanz der entsprechenden Teilsysteme noch unklar ist und gemäß den Empfehlungen in Abschnitt 3.2 im Rahmen von Systementwicklungsplanungen erst noch geklärt werden sollte. Es bietet sich an, erst dann ein spezielles Planungsregime für ein bestimmtes Teilsystem des (zukünftigen) Energiesystems zu etablieren, wenn eine gewisse Klarheit darüber besteht, dass dieses Teilsystem und Investitionen (aber auch Desinvestitionen) in Infrastrukturanlagen in diesem Teilsystem eine praktische Relevanz aufweisen werden.

Für einige Teilsysteme, zu denen insbesondere das Stromsystem gehört, besteht diese Klarheit bereits. Für andere Teilsysteme hingegen, wie z. B. mit Bezug zu (synthetischen) gasförmigen Kohlenwasserstoffen, liegt diese Klarheit noch nicht vor. Erste (Vor-)Entscheidungen hinsichtlich der Etablierung eines entsprechenden Teilsystems werden wiederum aktuell bezüglich des Energieträgers Wasserstoff getroffen, sodass konkrete Überlegungen zur Etablierung und (langfristigen) Ausgestaltung von Planungsregimen (und Finanzierungsregimen) ebenfalls durchaus kurzfristig gestartet werden sollten. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Abschnitt 3.3.2.2 von der Etablierung eines Wasserstoffsystems ausgegangen und – anknüpfend an die Analysen und Empfehlungen in den Abschnitten 3.3.1.3 und 3.3.1.4 – thematisiert, wie die Planungsregime für in diesem Zusammenhang besonders relevante Teilsysteme zueinander stehen und ob diese ggf. integriert (und somit „gebündelt“) werden sollten.

[142] Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2021, S. 24 f.).

[143] An anderen Stellen wurden diese Teilsysteme mitunter auch als (System-)Bereiche oder (Infrastruktur-)Sektoren bezeichnet.

Außerdem werden kurz die Tiefe der Planungsregime für einzelne Teilsysteme (und somit der Detailgrad von Planungen) und deren Beziehung zur SEP betrachtet. In Abschnitt 3.3.2.3 wird anschließend kurz darauf eingegangen, welche Implikationen die Implementierung einer SEP bereits kurzfristig haben könnte bzw. sollte.

3.3.2.2 Teilsysteme für Wasserstoff und gasförmige Kohlenwasserstoffe sowie das Stromübertragungsnetz und die Abdeckung der Stromresiduallast überspannende(s) Planungsregime

Im Kontext der Etablierung eines Wasserstoffsystems sind verschiedene technisch-systemische Interdependenzen zwischen Teilsystemen des Energiesystems zu berücksichtigen und damit einhergehend Fragen bezüglich einerseits der Breite (und somit der horizontalen Gestaltung) sowie andererseits der Tiefe und der Sequenz (und damit der vertikalen Struktur) von Planungsregimen zu beantworten. Dabei handelt es sich – gemäß den Analysen in Abschnitt 3.3.1 – überwiegend um öffentliche Planungsregime, aber auch um „Zwischenlösungen" (zwischen plan- und marktwirtschaftlichen Regimen), bei denen auf Basis gewisser auf Seiten der öffentlichen Hand gefällter technisch-systemischer (Planungs-)Entscheidungen Märkte (planerisch) gestaltet werden, auf denen die Entscheidungen der Marktteilnehmer das finale Allokationsergebnis determinieren (und auf diesem Weg dezentrales Wissen einbezogen wird). Im Einzelnen sind in diesem Zusammenhang die folgenden Interdependenzen zwischen Teilsystemen des Energiesystems von besonderer Relevanz:

- Interdependenzen bestehen zwischen den Teilsystemen für Wasserstoff und gasförmige Kohlenwasserstoffe. Diese Interdependenzen betreffen zunächst die Versorgung von bestimmten Nachfragebereichen und Regionen mit gasförmigen Energieträgern. Ferner ist zu berücksichtigen, dass – wie in Abschnitt 3.3.1.5 thematisiert – bestehende Pipelines für gasförmige Kohlenwasserstoffe möglicherweise in Wasserstoff-Pipelines umgerüstet werden könnten. Auch bei Speichern kann dies von Relevanz sein.
- Zwischen einerseits dem Wasserstoff-Teilsystem, welches – wie vorstehend dargestellt – wiederum mit dem Teilsystem für gasförmige Kohlenwasserstoffe „zusammenhängt" und mit diesem auch als übergreifendes Teilsystem für gasförmige Energieträger angesehen werden kann, sowie andererseits dem Stromsystem liegen umfangreiche Interdependenzen vor, wenn – was in Abschnitt 3.3.1.3.1 betrachtet wurde und hier weiterhin angenommen wird – Wasserstoff der zentrale (speicherbare) Energieträger ist, auf dem das System zur Residuallastabdeckung im Stromsektor basiert. Dieses System schließt Energieinfrastrukturanlagen aus dem Wasserstoffsystem bzw. Kapazitätsanteile an diesen ein, was Pipelines, Importanlagen und Speicher betrifft. Außerdem sind (in Windenergie- und PV-Anlagen erzeugten Strom einsetzende) Elektrolyseure und (Rückverstromungs-)Kraftwerke zu erwähnen, die sich direkt an der physischen Schnittstelle zwischen den Teilsystemen befinden. Nicht zuletzt ist darauf hinzuweisen, dass Auswahlentscheidungen auf der Nachfrageseite bezüglich einer Nutzung von Strom oder Wasserstoff zu Interdependenzen führen, welche jedoch – siehe dazu Abschnitt 3.2 – zumindest in einer aggregierten Form bereits in der SEP adressiert werden dürften bzw. sollten.
- Das System zur Residuallastabdeckung weist Interdependenzen zur Ausgestaltung des Stromübertragungsnetzes auf, die allerdings – wie in Abschnitt 3.3.1.3.1 thematisiert – z. T. nur zu einem recht geringen Koordinationsbedarf führen, wenn – was in Abschnitt 3.3.1.3.1 (implizit)

unterstellt worden ist und hier weiterhin angenommen wird – die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien maßgeblich die Auslegung des Stromübertragungsnetzes determiniert.

Es bestehen nun diverse Optionen zur Ausgestaltung von Planungsverfahren auf der vertikalen und horizontalen Ebene, um die aufgezeigten Interdependenzen adressieren zu können. Beispielhaft sei auf die folgenden Optionen hingewiesen:

- ***Option A („Übergreifende Teilsystemplanung"):*** Im Anschluss an eine Systementwicklungsplanung könnte eine Teilsystementwicklungsplanung vorgesehen werden, die alle (gemäß den Analysen in Abschnitt 3.3.1) öffentlich wahrzunehmenden Planungsaufgaben für die vorstehenden Teilsysteme einschließt.
- ***Option B („Tief reichende Systementwicklungsplanung und getrennte Teilsystemplanungen"):*** Im Rahmen einer Systementwicklungsplanung, die sehr tief in die Teilsysteme „hineinschaut" und „hineinplant", könnte die Koordination über die Teilsysteme sichergestellt werden. Im Anschluss daran werden separate Planungsregime für die einzelnen Teilsysteme etabliert.
- ***Option C („Dreistufiges Planungsregime"):*** Im Anschluss an die (in einer ersten Stufe durchgeführte) Systementwicklungsplanung erfolgt (in einer zweiten Stufe) eine die genannten Teilsysteme übergreifende „Teilsystem-Koordinationsplanung", welche insbesondere das System zur Abdeckung der Residuallast im Stromsektor sowie grundsätzliche Fragen der Koordination zwischen der Ausgestaltung der Pipeline- und Speichersysteme für Wasserstoff und gasförmige Kohlenwasserstoffe umfasst. Darauf aufbauend werden (in einer dritten Stufe) separate Planungsregime für die einzelnen Teilsysteme etabliert.

Eine vertiefte Analyse dieser (und weiterer denkbarer) Optionen kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen. Mit Bezug zur aufgezeigten Option C sei jedoch exemplarisch auf weitere Themenstellungen hingewiesen, die im Rahmen derartiger vertiefter Analysen zur Ausgestaltung von (an eine SEP anschließende) Planungsverfahren bezüglich Teilsystemen zu adressieren wären:

- Insbesondere auf dieser dritten Stufe der Option C kann es – wie in Abschnitt 3.3.1 an verschiedenen Stellen thematisiert – sinnvoll sein, Allokationsentscheidungen nicht mehr nur durch die öffentliche Hand, sondern auch von im Wettbewerb stehenden Marktakteuren fällen zu lassen, die auf (staatlich) designten Märkten tätig sind. Inwieweit dies sinnvoll möglich ist, wird z. T. davon abhängen, inwieweit infolge einer entsprechend eher „großzügigen" (bzw. Optionen generierenden) Dimensionierung von Netzinfrastrukturen Flexibilität hinsichtlich Standortentscheidungen existiert. Eine derartige Grundsatzfrage sollte ggf. nicht im Rahmen von Regelplanungsverfahren, sondern in separaten (und eher frühzeitig vorzusehenden) gesonderten Untersuchungen und Entscheidungsprozessen beantwortet werden. Auch bei weiteren Fragestellungen, die in öffentlichen Planungsregimen zu untersuchen und von der öffentlichen Hand zu entscheiden sind, wird festzulegen sein, ob diese in Regelplanungsverfahren oder durch (einmalige oder zumindest nur gelegentliche) Grundsatzanalysen und -entscheidungen zu adressieren sind.
- Wie in Abschnitt 3.2.1.3.2 bereits thematisiert, ist bei öffentlichen Planungsregimen die Frage der politischen Involvierung bzw. Selbstbindung zu beantworten und dabei u. a. zu berücksichtigen, dass legislative Beschlussfassungen mit dem (oftmals als vorteilhaft eingestuften) Effekt

einhergehen, dass eine rechtliche Verbindlichkeit hinsichtlich der Bedarfsfeststellung erreicht wird. In diesem Kontext kann z. B. die Konstellation vorliegen, dass eine integrierte Planung von Netzinfrastrukturen und Umwandlungsanlagen in einem Regelplanungsprozess vorteilhaft ist, aber dass lediglich bezüglich der Netzinfrastrukturen eine legislative Beschlussfassung über den Bedarf an zu realisierenden Projekten vorgesehen werden sollte.

- Bei Unternehmen, die einer (Monopol-)Regulierung unterliegen, ist – wie in Abschnitt 3.3.1.1 mit Bezug zu Stromübertragungsnetzen thematisiert – zu bestimmen, inwieweit in (der Regulierung vorgeschalteten) öffentlichen Planungsregimen einerseits und im Rahmen der Regulierung andererseits Fragen bezüglich des Bedarfs an Infrastrukturanlagen zu entscheiden sind. In diesem Zusammenhang ist u. a. zu berücksichtigen, welcher Detailgrad in Regelplanungsverfahren angestrebt werden sollte und inwieweit eine politische und insbesondere Involvierung als sinnvoll angesehen wird (oder auch nicht).

3.3.2.3 Kurzfristige Implikationen der Etablierung einer Systementwicklungsplanung auf bestehende (dann untergeordnete) Planungsregime

Von der Etablierung einer Systementwicklungsplanung sind insbesondere die bestehenden (Regel-)Planungsverfahren für die Stromübertragungsnetze und Gasfernleitungen und somit die in §§ 12a ff. EnWG bzw. § 15a EnWG kodifizierten Netzentwicklungsplanungen betroffen. Festzulegen ist insbesondere, welche Implikationen eine SEP auf die „Startpunkte“ dieser nachfolgenden Planungsverfahren hat und wie Ergebnisse übergeben werden. Im Zusammenhang mit der Schaffung eines gesetzlichen Rahmens für eine SEP sind entsprechende Anpassungen an den gesetzlichen Rahmenbedingungen im EnWG vorzunehmen.

Es bietet sich im Übrigen an zu untersuchen, ob und in welcher Weise „vorläufige“ öffentliche Planungsregime für Energieinfrastrukturanlagen, die gemäß den Empfehlungen in Abschnitt 3.3.1.4 mit Blick auf den Einstieg in ein Wasserstoffsystem etabliert werden könnten, Einfluss auf die Netzentwicklungsplanungen für die Stromübertragungsnetze und die Gasfernleitungsnetze haben könnten bzw. sollten. Die Ergebnisse wären bzw. sollten ggf. bei Anpassungen an den §§ 12a ff. EnWG bzw. § 15a EnWG berücksichtigt werden.

3.3.3 Organisation und Wissensmanagement

Auch bei den einzelnen in diesem Abschnitt 3.3 thematisierten öffentlichen Planungsregimen für Teilsysteme des Energiesystems auf zentraler Ebene stellt sich – genau wie bei der (in Abschnitt 3.2 betrachteten) Systementwicklungsplanung – für die öffentliche Hand die Gestaltungsfrage, wie sie die dabei anfallenden fachlichen Arbeiten organisieren sollte, d. h. auf welche Governance-Form sie dafür zurückgreifen sollte. In diesem Zusammenhang kann auf die in Abschnitt 3.2.1.4 mit Bezug zur Organisation und zum Wissensmanagement bei einer SEP durchgeführten Analysen verwiesen werden; vom Grundsatz her sind die dort abgegebenen Empfehlungen für die in diesem Abschnitt 3.3 im Mittelpunkt stehenden öffentlichen Planungsregime in analoger Weise gültig. Dies gilt im Übrigen auch für die Fragen der Daten- und Informationsbereitstellung durch Infrastrukturbetreiber sowie die Bedeutung von Transparenz.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass im Rahmen der in diesem Abschnitt 3.3 thematisierten Planungsregime die Relevanz von Verteilungsfragen i. d. R. deutlich geringer sein dürfte als im Rahmen einer SEP. Dies führt dazu, dass die Involvierung der politischen Ebene im Rahmen der Planungsregime tendenziell in einem geringeren Ausmaß erfolgen kann und sollte als bei der SEP. Ferner dürfte bei verschiedenen Fragen der Einbezug von Wissen, welches (zumindest aktuell) vor allem bei Infrastrukturbetreibern vorliegt, eine größere Relevanz aufweisen als bei der SEP. Dies unterstreicht die Rationalität für deren Einbindung in die Planungen, reduziert jedoch nicht die Bedeutung der Verfügbarkeit von entsprechendem Wissen auf Seiten der öffentlichen Hand, da die Infrastrukturbetreiber oftmals andere Zielsetzungen verfolgen als die öffentliche Hand. Über dieses Wissen sollte die öffentliche Hand in einem angemessenen Umfang selbst verfügen, da auch hier Kontrahierungsprobleme dem (sinnvollen) Einbezug von Wissen Grenzen setzen, welches bei Beratungsunternehmen und anderen Experten/-innen vorliegt.

3.3.4 Anhang: Rechtliche Rahmenbedingungen der sektorübergreifenden (Quer-)Finanzierung im Kontext der Transformation des Energiesystems

Im Zuge der Transformation des Energiesystems bedarf insbesondere der Neu- und Umbau von Energieinfrastrukturen der Finanzierung. Der nachfolgenden Beschreibung der rechtlichen Rahmenbedingungen dieser Finanzierung liegt die Prämisse zugrunde, dass sie nur oder ganz überwiegend mittels öffentlicher Finanzierungsregime realisiert werden kann.

3.3.4.1 Öffentliche Finanzierungsregime aus rechtlicher Sicht

Betrachtet man öffentliche Finanzierungsregime aus rechtlicher Perspektive, so sind aus unterschiedlichen Gründen – insbesondere wegen spezieller finanzverfassungsrechtlicher Regelungen in Art. 104a ff. GG, wegen der Gesetzgebungskompetenzen und wegen grundrechtlicher Anforderungen – eine Reihe von Differenzierungen erforderlich. So ist zunächst zwischen staatlich erhobenen Abgaben und der gesetzlichen Regelung von Preisen zu unterscheiden, die in privatrechtlichen Verträgen vereinbart werden. Sodann ist im Hinblick auf die Rechtfertigung von Abgaben die Unterscheidung zwischen Steuern, die konzeptionell von der Allgemeinheit nach Leistungsfähigkeit erhoben werden, und sonstigen Abgaben zu unterscheiden, die durch eine Gegenleistung (Gebühr, Beitrag) oder durch andere spezielle „Verantwortlichkeiten“ (Sonderabgaben) gerechtfertigt sind. Im Hinblick auf das Budgetrecht des Parlamentes sowie die Verstetigung und Zweckbindung der Abgabenerträge ist von Bedeutung, ob sie in den allgemeinen Haushalt fließen oder – z. B. nach dem Muster des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ – in einem Sondervermögen verwaltet werden.

Vor diesem Hintergrund eröffnen sich auf der Suche nach öffentlichen Finanzierungsregimen auf den ersten Blick eine Fülle von Optionen und Varianten. Allerdings konzentriert sich die folgende kursorische Bewertung zunächst nur auf die Sonderabgabe und das Umlagemodell nach dem Muster der EEG-Umlage, weil diese beiden Varianten eines öffentlichen Finanzierungsregimes aus Gründen der ökonomischen Rationalität Vorzüge bieten können. Dort, wo diese beiden Varianten aus rechtlichen Gründen nicht in Betracht kommen, bleibt stets die Möglichkeit, aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes Querfinanzierungen aus dem Steuer- oder dem Aufkommen anderer Abgaben zu realisieren.

3.3.4.2 Anforderungen an Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion

Nichtsteuerliche Abgaben, die der Finanzierung eines besonderen Zwecks dienen und keinen direkten Gegenleistungsbezug wie die Gebühr oder der Beitrag aufweisen, werden als Sonderabgaben im engeren Sinne[144] bezeichnet. Diese Finanzierungsfunktion, die sie von den Ausgleichs- und den Abschöpfungsabgaben unterscheidet, rückt die Sonderabgabe in besondere Nähe zur Steuer, weshalb aus finanzverfassungs- und grundrechtlichen (Belastungsgleichheit) Gründen besondere Anforderungen an die Sonderabgabe mit Finanzierungsfunktion zu stellen sind. Hinzu kommt, dass der Ertrag aus solchen Sonderabgaben – wenn auch nicht zwingend[145], so doch regelmäßig – aufgabenbezogenen Sonderfonds zugeführt wird und deshalb dem haushaltsmäßigen Kreislauf staatlicher Einnahmen und Ausgaben sowie dem parlamentarischen Budgetrecht entzogen sein können. In einer langen Rechtsprechungsentwicklung hat das Bundesverfassungsgericht vor diesem Hintergrund die verfassungsrechtliche Zulässigkeit von Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion an die Voraussetzungen geknüpft, dass (1) sich die Gruppe der Zahlungspflichtigen als homogen darstellt (Gruppenhomogenität), dass (2) dass die Belasteten eine besondere Nähe zur der Aufgabe haben und deshalb eine gemeinsame Verantwortung tragen (Gruppenverantwortung), und dass (3) die Einnahmen zum Nutzen der belasteten (Gesamt-)Gruppe verwendet werden (Gruppennützigkeit)[146]. Diese Voraussetzungen hat das Bundesverfassungsgericht zuletzt in seiner Entscheidung aus dem Jahr 2014 zur Filmförderungsabgaben[147] zusammengefasst und präzisiert. Orientiert an dieser Entscheidung lassen sich die Anforderungen wie folgt zusammenfassen:

BEGRÜNDUNG UND ZUSAMMENFASSUNG DER ANFORDERUNGEN

Allgemein betont die Entscheidung zunächst (Rn. 121), dass die Erhebung nichtsteuerlicher Abgaben auf der Grundlage der Sachkompetenzen aus Art. 70 ff. GG anstatt auf der Grundlage der speziellen Steuergesetzgebungskompetenzen nach Art. 105 GG „mit Blick auf die Begrenzungs- und Schutzfunktion der Finanzverfassung (Art. 104a ff. GG) und zur Wahrung der Belastungsgleichheit der Abgabepflichtigen (Art. 3 Abs. 1 GG) einer über den Zweck der Einnahmeerzielung hinausgehenden besonderen sachlichen Rechtfertigung (vgl. BVerfGE 124, 235 <244>; 132, 334 <349>; stRspr)“ nach Grund und Höhe bedarf. Für Sonderabgaben mit Finanzierungszweck gelte: „Der Gesetzgeber darf sich einer solchen Abgabe nur im Rahmen der Verfolgung eines Sachzwecks bedienen, der über die bloße Mittelbeschaffung hinausgeht … Mit einer Sonderabgabe darf nur eine homogene Gruppe belegt werden. Die Gruppe muss zu dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck in einer Beziehung spezifischer Sachnähe stehen, aufgrund deren ihr eine besondere Finanzierungsverantwortung zugerechnet werden kann … Das Abgabenaufkommen muss außerdem gruppennützig verwendet werden …“ Außerdem fordert das Gericht zur Vermeidung der Intransparenz haushaltsflüchtiger Finanzierungskreisläufe, dass „der Gesetzgeber im Interesse wirksamer parlamentarisch-demokratischer Legitimation und

---

[144] Diesen Terminus verwendet das Bundesverfassungsgericht z. B. in BVerfGE 122, 316 (334).

[145] S. BVerfGE 108, 186 (213), wonach „die Einstellung in den Haushalt nichts an dem bereits durch die Fassung der Abgabentatbestände bestimmten Gehalt als nichtsteuerliche Abgabe“ ändert.

[146] Grundlegend BVerfGE 55, 274 (307 f.).

[147] U. v. 28.1.2014 – 2 BvR 1561/12 u.a., BVerfGE 135, 155 ff. (nachfolgend angegebene Randnummern im Text beziehen sich auf diese Entscheidung).

Kontrolle die erhobenen Sonderabgaben haushaltsrechtlich vollständig dokumentieren … und ihre sachliche Rechtfertigung in angemessenen Zeitabständen überprüfen“ muss (Rn. 122).

GRUPPENHOMOGENITÄT

Mit Blick auf die Gruppenhomogenität verlangt das Gericht, „dass die Abgabepflichtigen hinsichtlich gemeinsamer oder annähernd gemeinsamer, durch Rechtsordnung und gesellschaftliche Wirklichkeit geprägter Interessen und Gegebenheiten von der Allgemeinheit und anderen Gruppen abgrenzbar sind … Dabei genügt nicht eine beliebige spezifische Gemeinsamkeit. Die Gruppenhomogenität muss von einer Art sein, die geeignet ist, einen rechtfertigenden Zusammenhang mit einer spezifischen Finanzierungsverantwortung der Abgabepflichtigen für die Wahrnehmung der Aufgabe herzustellen … Die homogenitätsstiftende Gemeinsamkeit muss zudem eine vorgegebene, darf also keine erst durch die Abgabenregelung selbst begründete sein“ (Rn. 123).

SPEZIFISCHE SACHNÄHE

Die erforderliche spezifische Sachnähe wird in der Weise konkretisiert, dass „die mit der Abgabe belastete Gruppe dem mit der Abgabenerhebung verfolgten Zweck näher steht als jede andere Gruppe oder die Allgemeinheit der Steuerzahler“ (Rn. 124). Allerdings stehen dem Gesetzgeber für die dementsprechende Gruppenbildung „Spielräume zur Verfügung. Es ist grundsätzlich ihm überlassen, diejenigen Sachverhalte auszuwählen, an die er dieselbe Rechtsfolge knüpft, die er also als im Rechtssinn gleich ansehen will … Dies gilt auch für die Frage, was hinsichtlich der Nähe zum Sachzweck als gleich oder ungleich anzusehen ist … Darüber hinaus steht dem Gesetzgeber auch bei der sonderabgabenrechtlichen Gruppenbildung die Befugnis zu, begrenzte Ungleichbehandlungen typisierend in Kauf zu nehmen … Schwierigkeiten der Abgrenzung und Erfassung erweitern diese Spielräume“ (Rn. 125).

FINANZIERUNGSVERANTWORTUNG UND GRUPPENNÜTZIGE VERWENDUNG

Schließlich betont die Entscheidung die besonders enge Verbindung zwischen den drei Voraussetzungen „der spezifischen Sachnähe der Abgabepflichtigen zum Zweck der Abgabenerhebung, einer daraus ableitbaren Finanzierungsverantwortung und der gruppennützigen Verwendung des Abgabenaufkommens“. Denn „die Erfüllung dieser Merkmalsgruppe in ihrem Zusammenspiel bildet zugleich den entscheidenden Rechtfertigungsgrund für eine zu der Gemeinlast der Steuern hinzutretende Sonderlast und sichert so die Wahrung verhältnismäßiger Belastungsgleichheit … Sind Sachnähe zum Zweck der Abgabe und Finanzierungsverantwortung der belasteten Gruppe der Abgabepflichtigen gegeben, so wirkt die zweckentsprechende Verwendung des Abgabenaufkommens zugleich gruppennützig, entlastet die Gesamtgruppe der Abgabenschuldner nämlich von einer ihrem Verantwortungsbereich zuzurechnenden Aufgabe …“ (Rn. 126).

3.3.4.3 Anforderungen an Umlagesysteme (EEG-Modell)

Eine offensichtliche Nähe zu den Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion weisen Umlagesysteme[148] auf, bei denen im Wege einer gesetzlichen Preisregelung[149], der mangels Aufkommenswirkung zugunsten öffentlicher Haushalte kein Abgabencharakter[150] eigen ist, eine vergleichbare Finanzierungswirkung erzielt wird. Modellfunktion kommt insoweit der EEG-Umlage zu, die deshalb auch eine umfangreiche und noch nicht abgeschlossene Diskussion zu den verfassungsrechtlichen Anforderungen an solche Umlagesysteme ausgelöst hat.[151]

3.3.4.3.1 Weder Sonderabgabe noch analoge Anwendung der Anforderungen

Die Diskussion in der rechtswissenschaftlichen Literatur, die hier nicht nachgezeichnet werden kann, kreiste vor allem um die beiden Fragen, ob Umlagesysteme wie die EEG-Umlage als Sonderabgabe qualifiziert werden müssen oder ob nicht zumindest, wenn die Sonderabgabeneigenschaft solcher Umlagesysteme mangels Aufkommenswirkung abzulehnen sein sollte, die Anforderungen an Sonderabgaben auf derartige Umlagesysteme entsprechend Anwendung finden muss[152].

Nach der inzwischen gefestigten höchstrichterlichen Rechtsprechung[153] und der überwiegenden Auffassung in der Literatur[154] sind allerdings beide Fragen zu verneinen. Der Bundesgerichtshof hat in einer Entscheidung vom 3.3.2020[155] diese Position ausführlich – auch unter ausführlicher Bezugnahme auf die Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts – bestätigt. Orientiert an dieser Entscheidung kann der Stand wie folgt zusammengefasst werden:

Keine direkte oder analoge Anwendung der Sonderabgabenregeln auf Umlagesystem nach EEG 2012

Zunächst erinnert der BGH daran, dass bereits für die EEG-Umlage nach dem EEG 2012 entschieden wurde, dass „diese nicht gegen die in Art. 105 ff. GG niedergelegten Grundsätze der Finanzverfassung verstößt, da sie keine unzulässige Sonderabgabe mit Finanzierungsfunktion, sondern eine gesetzliche Preisregelung darstellt, auf welche die für Sonderabgaben entwickelten Maßstäbe keine direkte oder

---

[148] Übersicht der Umlagen im Energiesektor bei Steffens, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2018, Einleitung zum EEG, Rn. 45.

[149] So die rechtliche Einordnung der EEG-Umlage durch den BGH, zuletzt im Teilurteil vom 03.03.2020 – XIII ZR 7/19, BeckRS 2020, 14818, Rn. 38, mit Verweis auf BGHZ 201, 355 Rn. 20.

[150] BGH, DVBl. 2003, S. 1323 (1326 f.); Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 145 mit Fn. 471.

[151] Ausführliche Nachweise dazu bei Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage 2014, Einleitung, Rn. 126 ff.; Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 144 ff.; Steffens, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage 2018, Einleitung zum EEG, Rn. 49 ff.; aus der Rechtsprechung zuletzt BGH, U. v. 3.3.2020 – XIII ZR 7/19, BeckRS 2020, 14818, Rn. 29 ff.

[152] Nachw. bei Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 145; Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage 2014, Einleitung, Rn. 126 ff.

[153] Zum StrEinspG 1991 BGH, NJW 1997, S. 574 (580); zum StrEinspG 1998 und EEG 2000 BGH, NVwZ 2003, S. 1143 (1145 f.); vgl auch BVerfG, NJW 1997, S. 573 f.

[154] Nachweise bei Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage 2014, Einleitung, Rn. 132 f.

[155] Teilurteil vom 03.03.2020 – XIII ZR 7/19, BeckRS 2020, 14818 (nachfolgende Angaben von Randnummern beziehen sich auf diese Entscheidung.

entsprechende Anwendung finden, da weder ein „Formenmissbrauch“ des Gesetzgebers ersichtlich ist noch eine Verletzung von Grundrechten der Netzbetreiber, Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder Endkunden“[156].

Umlage nach EEG 2014 keine Sonderabgabe mangels Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand

Einen Anlass, für die EEG-Umlage nach dem EEG 2014 von der bisherigen Bewertung abzuweichen, sieht der BGH nicht. Dass die „Verpflichtung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, durch Entrichtung der EEG-Umlage den Übertragungsnetzbetreibern die Differenz zwischen den Kosten aufgrund der abzunehmenden EEG-Strommengen und den Einnahmen aus deren Vermarktung zu erstatten, keine Sonderabgabe darstellt, folgt bereits aus dem Umstand, dass es an der erforderlichen Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand fehlt“[157] Das das Bundesverfassungsgericht die Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand bei seiner Definition der Sonderabgabe nicht ausdrücklich erwähne, beruhe „allein auf dem Umstand, dass es diese Wirkung gerade voraussetzt. Denn nur, wenn die in Frage stehende Abgabe direkt oder indirekt dem Staat zugutekommt, dieser also das Aufkommen verteilen bzw. die Verteilung beeinflussen kann, besteht eine Konkurrenz zu dem Instrument der Steuer und den sonstigen (zulässigen) Abgaben und damit eine finanzverfassungsrechtliche Problematik. Liegt hingegen eine reine Umverteilung unter Privatrechtssubjekten ohne Zwischenschaltung der öffentlichen Hand vor, kann ein Ertragsverteilungsproblem nicht entstehen“[158].

Kein Zufluss der EEG-Umlage an einen von der öffentlichen Hand verwalteten Sonderfonds

Die Aufkommenswirkung scheitert daran, dass die EEG-Umlage, mit der die Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien finanziert wird, „weder einem von der öffentlichen Hand verwalteten Sonderfonds noch einer anderen staatlichen Institution“ zufließt. Das EEG regele vielmehr – ebenso wie frühere Fassungen des EEG oder das Stromeinspeisungsgesetz – „ausschließlich Leistungs-, Abnahme- und Zahlungspflichten zwischen Rechtssubjekten des Privatrechts. Die den Übertragungsnetzbetreibern zufließenden Gelder stehen ungeachtet der Tatsache, dass auf der in § 60 Abs. 1 EEG 2014 geregelten letzten Stufe des EEG-Belastungsausgleichs mit der EEG-Umlage nur noch eine Weitergabe der Weiterverkaufsverluste nebst Transaktionskosten erfolgt, der öffentlichen Hand weder unmittelbar noch mittelbar zur Verfügung, sondern verbleiben vielmehr in der Hand autonomer Privatrechtssubjekte“[159]

Einschaltung der Bundesnetzagentur kein Äquivalent

Die Einschaltung der Bundesnetzagentur in das System der Umlage wird nicht als Äquivalent zu einer staatlichen Verwaltung des Umlageaufkommens angesehen. „Als Aufsichtsbehörde überwacht sie lediglich die Einhaltung der gesetzlichen Regelungen zur Höhe der auf den jeweiligen Stufen des Abwälzungsmechanismus gezahlten Vergütungen beziehungsweise Kostenerstattungen, kann jedoch keinen

[156] AaO, Rn. 30, mit Verweis auf BGH, Urteil vom 25. Juni 2014 - VIII ZR 169/13, BGHZ 201, 355 Rn. 12 ff.
[157] AaO, Rn. 32, mit Verweis auf BGHZ 201, 355 Rn. 14 m. w. N.
[158] AaO, Rn. 34 mit Verweis auf BVerfGE 77, 308, 339.
[159] AaO, Rn. 36 mit Verweis auf BGHZ 201, 355 Rn. 16.

Zugriff auf die Finanzströme nehmen … Diese Überwachung führt nicht dazu, dass im Rahmen der EEG-Umlage der Betrieb eines Sonderfonds von der öffentlichen Hand auf Private delegiert würde“[160].

FAZIT: UMLAGESYSTEME NACH DEM MODELL DES EEG SIND REINE PREISREGELUNGEN

Umlagefinanzierungssysteme nach der Art der EEG-Umlage sind (verfassungs-)rechtlich danach als reine Preisregelungen des Staates zu qualifizieren. Solche liegen vor, „wenn die gesetzlich geregelten Belastungen der Bürger keine Geldleistungspflicht gegenüber dem Staat begründen und nicht die Bildung eines zweckgebundenen Sondervermögens zur Folge haben …, sondern Interventionen in den Marktmechanismus vorliegen, die sich nur im Bereich privatautonom vereinbarter Leistungsbeziehungen auswirken … Eben dies ist Gegenstand der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG 2014 und der übrigen Regelungen des Gesetzes zum Belastungsausgleich. Denn sowohl die Verpflichtung zunächst der Verteilernetzbetreiber und sodann der Übertragungsnetzbetreiber, einen regulierten und damit staatlich vorgeschriebenen Preis für die Einspeisung von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom zu bezahlen, als auch der vorgeschriebene Belastungsausgleich unter den Übertragungsnetzbetreibern und die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen auferlegte Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber wirken ausschließlich unter diesen Privatrechtssubjekten, die auch die erzielten „Einkünfte“ ausschließlich und unmittelbar erhalten“[161].

KEINE DIREKTE ODER ANALOGE ANWENDUNG DER SONDERABGABENREGELN AUF UMLAGESYSTEME

Schließlich stellt der Bundesgerichtshof fest, dass „die verfassungsrechtlichen Anforderungen an Sonderabgaben auf gesetzliche Preisregelungen für Rechtsbeziehungen zwischen Privaten weder direkte noch entsprechende Anwendung finden, weil sie weder die Budgethoheit des Parlaments noch die Kompetenzregelungen der Finanzverfassung berühren“[162]. Dies sei höchstrichterlich geklärt[163].

3.3.4.3.2 Grundrechtliche Anforderungen an Umlagesysteme

Der Umstand, dass Umlagesysteme nach Art der EEG-Umlage weder als Sonderabgabe zu qualifizieren sind noch deren speziellen Anforderungen – in entsprechender Anwendung – unterworfen sind, ändert nichts daran, dass es sich bei gesetzlichen Umlagesystemen typischerweise um Eingriffe in Grundrechte der verpflichteten Akteure und insbesondere der unmittelbar finanziell Belasteten – evtl. auch derjenigen, auf die die Finanzierungslast letztlich abgewälzt wird oder abgewälzt werden kann – handelt und insoweit bei der Einführung und Ausgestaltung grundrechtliche Grenzen zu beachten sind[164].

Eingriffsadressaten, -wirkungen und -modalitäten hängen ebenso wie die Rechtfertigung solcher Eingriffe von der genaueren Ausgestaltung des Umlagesystems ab, so dass hier nur allgemeine Leitlinien zu den grundrechtlichen Maßstäben erläutert werden können. Was zunächst die einschlägigen

[160] AaO, Rn. 37 mit Verweis auf BGHZ 201, 355 Rn. 20.

[161] AaO, Rn. 39.

[162] AaO, Rn. 40.

[163] Der BGH verweist hier auf BVerfGE 114, 196, 249 f.; BGHZ 201, 355 Rn. 20 ff.

[164] Zutreffend und systematisierend Schneider, in: ders. / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 21 Rn. 146 ff.; Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage 2014, Einleitung, Rn. 138 ff.

Grundrechte angeht, so steht bei den energiewirtschaftlichen Akteuren (Netzbetreiber, Letztversorger) die Berufsfreiheit aus Art. 12 GG – ggf. in Verbindung mit dem allgemeinen Gleichheitssatz (Art. 3 Abs. 1 GG) – im Mittelpunkt, während bei den (finanziell) belasteten Endabnehmern je nach Sachlage Art. 12 GG (gewerbliche Abnehmer), Art. 14 GG (Eigentum an Verbrauchsanlagen) oder auch nur die allgemeine Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG – wiederum selbständig oder in Verbindung mit Art. 3 Abs. 1 GG – als Prüfungsmaßstab in Betracht kommen.

Diese grundrechtlichen Maßstäbe verlangen zunächst nach einem legitimen, gemeinwohlbezogenen Ziel, das den Eingriff in Freiheitsrechte (ggf. auch in das Eigentum) der Adressaten des Umlagesystems rechtfertigen kann und zugleich die Grundlage für die Begründung liefern kann, warum bestimmte Adressaten belastet und andere (Vergleichs-)Gruppen nicht oder weniger belastet werden. Dass Umwelt- und Klimaschutz sowie Ressourcenschutz bei der Versorgung mit Wärme, Licht, Kraft, Mobilität und anderen Energienutzungsformen zu den legitimen und Grundrechtseingriffe rechtfertigenden Gemeinwohlzielen gehört, ist allgemein anerkannt[165] und bedarf keiner weiteren Begründung. Was die Geeignetheit und Erforderlichkeit von Umlagesystemen zur umwelt- und klimaverträglicheren Gestaltung des Energiesystems angeht, so ist zunächst darauf hinzuweisen, dass sich der Gesetzgeber bei der Wahl des Finanzierungsregimes keineswegs stets auf steuerfinanzierte Subventionen als ein gegenüber Umlagesystemen „milderes“ Mittel verweisen lassen muss. Er ist nicht gehalten, „von einer finanziellen Belastung einer bestimmten Gruppe ... abzusehen, wenn die Belastung in der einen oder anderen Weise auf dem Weg über den öffentlichen Haushalt auch der Allgemeinheit auferlegt werden kann ... Die Belastung anderer und die damit verbundene Einschränkung ihrer Grundrechte kann bei der Beurteilung eines Grundrechtseingriffs nicht als milderes Mittel angesehen werden“[166]. Im Übrigen ist auf die Gestaltungsfreiheit des Gesetzgebers zu verweisen, die das Bundesverfassungsgericht in ständiger Rechtsprechung insbesondere auf wirtschaftsrechtlichem Gebiet anerkennt.

3.3.4.3.3 Insbesondere: Sach- und Verantwortungsnähe

Das Kriterium, an dem sich die Vereinbarkeit von Umlagesystemen mit dem Grundgesetz nicht zuletzt im Kontexte der Transformation des Energiesystems entscheiden dürfte, ist die Begründung der besonderen Zurechnung des zu finanzierenden Aufwandes zu den Adressaten des Umlagesystems – also den indienstgenommenen Unternehmen und den unmittelbar oder mittelbar Zahlungsverpflichteten. Diejenigen, die – entgegen der dargestellten herrschenden Rechtsprechung und Literatur – auf Umlagesysteme die Anforderungen an Sonderabgaben entsprechend anwenden wollen, stellen insoweit auf das Kriterium der Gruppenverantwortung ab (s.o.). Aber auch die herrschende Rechtsprechung und Literatur stellen im Rahmen der grundrechtlichen Verhältnismäßigkeitsprüfung – mitunter auch in Verbindung mit dem allgemeinen Gleichheitssatz – vergleichbare Anforderungen an Umlagesysteme nach Art der EEG-Umlage. Diese Anforderungen lassen sich – jenseits des allgemeinen Übermaßverbotes – in der Weise konkretisieren, dass ein Zurechnungsgrund vorliegen muss, der insbesondere „in einer

[165] S. etwa BGH, NJW 1997, S. 574 (577).

[166] BGHZ 134, 1, 18 m. w. N.; vgl. auch Studenroth, DVBl. 1995, S. 1216 (1221).

besonderen Verantwortungsbeziehung zwischen dem Belasteten und der zu erfüllenden Aufgabe liegen kann“[167].

Damit stellen sich Umlagesysteme aus einer grundsätzlichen Perspektive als Instrument des Staates dar, Aufgaben im „Zwischenbereich“ zwischen Staat und Wirtschaft anzusiedeln. Das Bundesverfassungsgericht räumt dem Gesetzgeber hierfür erheblichen Gestaltungsspielraum ein und stellt sodann ebenfalls auf die Verantwortungsbeziehung ab: „Eine kategorische Trennung von „Staatsaufgaben“ und „privaten Aufgaben“ mit der Folge der grundsätzlichen Unzulässigkeit einer Indienstnahme für Gemeinwohlzwecke von Privaten auf deren Kosten lässt sich der Verfassung nicht entnehmen. Vielmehr hat der Gesetzgeber einen weiten Gestaltungsspielraum, welche Pflichten zur Sicherstellung von Gemeinwohlbelangen er Privaten im Rahmen ihrer Berufstätigkeit auferlegt (vgl. BVerfGE 109, 64 <85>). Grundsätzlich kann er Lasten und Maßnahmen zur Wahrung von Gemeinwohlbelangen, die als Folge kommerzieller Aktivitäten regelungsbedürftig sind, den entsprechenden Marktakteuren auferlegen, um die damit verbundenen Kosten auf diese Weise in den Markt und den Marktpreis zu integrieren. Dabei ist der Gesetzgeber nicht darauf beschränkt, Private nur dann in Dienst zu nehmen, wenn ihre berufliche Tätigkeit unmittelbar Gefahren auslösen kann oder sie hinsichtlich dieser Gefahren unmittelbar ein Verschulden trifft. Vielmehr reicht insoweit eine hinreichende Sach- und Verantwortungsnähe zwischen der beruflichen Tätigkeit und der auferlegten Verpflichtung“[168].

3.3.4.4 Folgerungen für sektorübergreifende Finanzierungslösungen

Mit dem Kriterium der Sach- und Verantwortungsnähe dürfte also das maßgebliche Kriterium benannt sein, nach dem sich jenseits von Ausgestaltungsfragen im Detail die grundsätzliche verfassungsrechtliche Zulässigkeit von sektorübergreifenden Finanzierungsregimen bemisst.

3.3.4.4.1 Zur Begründung von „Sach- und Verantwortungsnähe“ im Kontext der Transformation des Energiesystems

Es liegt auf der Hand, dass die geforderte „Sach- und Verantwortungsnähe“ keinen feststehenden Zurechnungszusammenhang bezeichnet, sondern auf wirtschaftliche, technische oder soziale Zusammenhänge verweist, die Veränderungen unterliegen, politisch beeinflusst und gestaltet sein können und in ihrer „Sach- und Verantwortungsnähe“ begründenden Qualität auch politischer Gestaltung und Bewertung unterliegen.

So war im Kontext der Förderung Erneuerbarer Energien in der Vergangenheit die Verantwortlichkeit der Elektrizitätsversorgungsunternehmen zunächst mit deren Monopolstellung begründet worden. Unter den veränderten Bedingungen von mehr Wettbewerb in der leitungsgebundenen Stromversorgung stellte der Bundesgerichtshof dann fest, dass „die Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf Grund ihrer spezifischen Tätigkeit auch nach Beseitigung ihrer monopolartigen Stellung weiterhin eine besondere Verantwortung für eine ressourcenschonende und umweltgerechte Stromerzeugung“ trifft. Dem stehe

[167] So BGH, NJW 1997, S. 574 (578) m. w. N.; zustimmend etwa Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage 2014, Einleitung, Rn. 169, Bezug nehmend auf Behrends, Stromeinspeisung und Verfassungsrecht, 2001, S. 232; Burgi, Klimaschutz durch KWK-Förderung, 2009, S. 64; Altrock, „Subventionierende“ Preisregelungen, 2002, S. 267 f.

[168] So BVerfGE 125, 260, 361 f.

„nicht entgegen, dass es sich bei der Ressourcenschonung und dem Klima- und Umweltschutz – gem. Art. 20a GG – auch um eine Staatsaufgabe handelt … Die besondere Verantwortung besteht insoweit nicht nur für die Stromerzeuger, sondern gerade auch für die Versorgungsnetzbetreiber, die … zur Abnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien verpflichtet sind. Diese sind gleichsam das Bindeglied zwischen den Stromerzeugern und den Stromverbrauchern, das es den Stromerzeugern erst ermöglicht, den von ihnen produzierten Strom zu vermarkten auf Grund ihres weit verzweigten Netzes auf der unteren Spannungsebene sind die Versorgungsnetzbetreiber aus geografischen und technischen Gründen vorzugsweise in der Lage, den Strom aus erneuerbaren Energien aufzunehmen und mit möglichst geringen Verlusten an die Abnehmer weiterzuleiten. Wegen ihrer unmittelbaren Vertragsbeziehungen zu den Stromverbrauchern ist es ihnen auch am einfachsten möglich, die finanziellen Belastungen, die durch die Abnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien entstehen, auf die Stromverbraucher zu verlagern“[169].

Hier wird deutlich, dass „Sach- und Verantwortungsnähe“ auch und nicht zuletzt eine Frage der regulatorischen Ausgestaltung des Energiesystems ist. Sie muss und kann aus der „inneren Logik“ des jeweiligen Energiesystems begründet werden.

Das Unterfangen, die Transformation des Energiesystems mit Hilfe des Umlagemodells zu finanzieren, das auf einer „Sach- und Verantwortungsnähe“ der Akteure des Stromsystems beruht, wäre allerdings mehr oder weniger von Anfang an zum Scheitern verurteilt, wenn die Vorgaben der sog. Kohlepfennig-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts aus dem Jahr 1994[170] dabei maßgeblich wären. Nach dieser Entscheidung bilden die Stromverbraucher „eine den Trägern von Verbrauchsteuern ähnliche Allgemeinheit von Betroffenen, die als solche keine besondere Finanzierungsverantwortlichkeit für die Kohleverstromung trifft“. Die Nachfrage nach Strom mag nach Ansicht des Senats Anknüpfungspunkt für eine Verbrauchsteuer sein, taugt „aber nicht als Grundlage für eine besondere Finanzierungsverantwortlichkeit, die den Nachfrager für eine bestimmte struktur-, arbeitsmarkt- und energiepolitische Sicherung in Pflicht nimmt“. Der Kreis der Stromverbraucher sei „nahezu konturenlos“ und gehe „in der Allgemeinheit der Steuerzahler auf“. Die mit einer Sonderabgabe eingeforderte Finanzverantwortung finde „keine homogene Gruppe vor, deren gemeinsame Interessenlage eine besondere Sachnähe zur Kohleverstromung begründete“[171]. Allerdings sind diese Ausführungen für das hier in Rede stehende Umlagemodell nicht maßgeblich. Denn diese Anforderung an eine „homogene Gruppe“ betreffen, wie gezeigt, Sonderabgaben, deren Voraussetzungen auf Umlagesysteme nach Art des EEG keine Anwendung finden. Hinzu kommt, dass es hier nicht um die Kohleverstromung sondern um die umwelt- und klimafreundliche Gestaltung des Stromsystems und des Energiesystems insgesamt geht, für die die Strom- und die Energieverbraucher auch dann eine Verantwortung tragen, wenn diese Gruppe sehr groß ist. Insoweit und auch im Hinblick auf die Strukturen des Energieversorgungssystems, die der Entscheidung aus dem Jahr 1994 zugrunde lagen, erweist diese sich nicht mehr auf der Höhe der Zeit.

[169] BGH, NVwZ 2003, S. 1143 (1145).
[170] BVerfGE 91, 186 ff.
[171] BVerfGE 91, 186 (205).

3.3.4.4.2 Exemplarische Bewertung einzelner Konstellationen

Ob und wie die Begründung einer „Sach- und Verantwortungsnähe“ zur Begründung insbesondere sektorübergreifender Finanzierungsregime im Zuge der Transformation des Energiesystems gelingen kann, soll nachfolgend bezogen auf einige wenige Konstellationen kursorisch erörtert werden.

WASSERSTOFF-SYSTEM ZUR ABDECKUNG DER RESIDUALLAST IM STROMSYSTEM

Bei einer denkbaren Finanzierung des Wasserstoff-Systems zum Zweck der Residuallast-Abdeckung im Stromsystem stellt sich die Abweichung vom derzeit geltenden System aus rechtlicher Sicht nicht als gravierend dar. Die Residuallast wird innerhalb des Sektors Strom regulatorisch gesichert und finanziert. Würde nun für die Residuallast gesetzlich vorgegeben, dass diese aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes mittels Wasserstoff zu sichern ist, handelte es sich nicht um eine Änderung oder Erweiterung des Finanzierungsregimes, sondern lediglich um eine veränderte Anforderung an die Primärenergie, mit deren Hilfe die Residuallast sicherzustellen ist. Die Frage der „Sach- und Verantwortungsnähe“ stellt sich hier nicht neu. Vielmehr kann auf den bisherige Finanzierungsmodus zurückgegriffen werden. Dass die Sicherung mittels des Wasserstoff-Systems Mehrkosten gegenüber der bisherigen Residuallast-Abdeckung verursachen kann, stellt sich verfassungsrechtlich als Frage der Übergangszeiträume und der Verhältnismäßigkeit dar, ohne dass hieraus grundsätzliche Hemmnisse resultieren.

ANTEIL VON 45 % DES WASSERSTOFFSYSTEMS DIENT DER RESIDUALLASTABDECKUNG IM STROMSYSTEM

Anders könnte sich die Situation darstellen, wenn das Wasserstoff-System auch anderen Nutzungen dient und der der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienende Teil des Wasserstoff-Systems technisch und / oder wirtschaftlich von den anderen Teilen nicht separiert ist. Konkret ließe sich also fragen, ob und wie mit dem Problem der „Sach- und Verantwortungsnähe“ umgegangen werden kann, wenn z. B. 45 % des Wasserstoffsystems der Residualabdeckung im Stromsystem dienen.

Hier lassen sich grundsätzlich nur zwei Wege erkennen:

(1) Der erste würde darin bestehen, an die Stelle der Gruppe der Akteure im Stromsystem (Netzbetreiber, Versorgungsunternehmen, Stromverbraucher) eine neue Gruppe aller Akteure im „Energiesystem“ zu konstituieren, wobei dieses „Energiesystem“ alle Nutzungen von Wasserstoff umfassen müsste (z. B. den Verkehrssektor). Es liegt auf der Hand, dass die mit einem derartigen Finanzierungsregime verbundenen Schwierigkeiten erheblich wären, was schon durch die Konstituierung eines mit Stromnetzentgelt- und EEG-Umlage-System vergleichbaren Umlagesystems bedingt ist, welches eine sehr viel größere Vielfalt an Akteuren und Verbrauchern aufweisen würde.

(2) Der zweite Weg bestünde darin, den Anteil der Kosten des Wasserstoff-Systems dem Stromsystem „anzulasten“ der dem Anteil entspricht, der durch die Residuallastabdeckung verursacht ist. Die verfassungsrechtliche Umsetzbarkeit eines solchen Weges hängt davon ab, ob eine solche Kosten- und Verursachungszurechnung betriebswirtschaftlich plausibel durchführbar ist. Da dem Gesetzgeber insoweit Typisierungs- und Pauschalierungsbefugnisse zur Verfügung stehen würden, sind hinsichtlich dieses Weges keine unüberwindbaren verfassungsrechtlichen Hemmnisse erkennbar.

Bestimmte Nutzer nutzen trotz Mehrkosten Wasserstoff, was dem Stromsystem Kosten erspart

Eine Querfinanzierung in Konstellationen, in denen das Stromsystem in seiner Gesamtheit von der Wasserstoffnutzung durch einzelne Betriebe oder bestimmte Branchen profitiert, die trotz Mehrkosten Wasserstoff statt Strom nutzen, ist aus der Perspektive der „Sach- und Verantwortungsnähe“ durchaus denkbar. Dies folgt bereits aus dem auf das Kollektiv der Stromnutzer bezogenen Kostenvergleich.

Allerdings dürften sich hier Nachweis- und Typisierungsfragen stellen, die rechtliche Relevanz haben. In tatsächlicher Hinsicht müsste nachgewiesen oder plausibel gemacht werden, dass eine solche Wechselwirkung zwischen Strom- und Wasserstoffsystem besteht. Dies für den jeweiligen Einzelfall (einzelne Betriebe oder Betriebe einer bestimmten Region) zu tun, dürfte mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden sein, der möglicherweise auch den wirtschaftlichen Vorteil dieser Querfinanzierung beseitigen würde. Es kommt deshalb darauf an, ob sich für bestimmte Branchen, Anlagentypen, Betriebsgrößen etc. plausible Pauschalierungen finden lassen, die den genannten Vorteil für das Gesamt-Energiesystem nachvollziehbar machen.

Sonstiger Aufbau des Wasserstoffsystems und dabei anfallende Kosten

Wenn jenseits der zuvor erwähnten Konstellationen und weiteren evt. vergleichbaren Konstellationen, die durch einen zumindest typisierbaren Zusammenhang zwischen Wasserstoff- und Stromsystem gekennzeichnet sind, der Aufbau des Wasserstoffsystems aus dem Stromsystem querfinanziert werden soll, gerät das Kriterium der „Sach- und Verantwortungsnähe“ offensichtlich an seine Grenzen. Die bereits erwähnte Konstituierung eines Kollektivs aller Akteure im „Energiesystem“ dürfte neben praktischen auch an konzeptionelle Grenzen stoßen. Das Umlagemodell ist auch dann, wenn man es nicht mit den strengen Maßstäben der Sonderabgaben-Rechtsprechung belastet und wenn man insbesondere nicht die aus weiteren Gründen fragwürdige Entscheidung zum Kohlepfennig[172] zugrunde legt, angewiesen auf die Bildung einer „überschaubaren“ und im Wege der Preisregelung „handhabbarer“ Gruppe. Ob dies bei der Gruppe aller Akteure des „Energiesystems“ einschließlich der Sektoren Wärme, Verkehr und Gewerbe möglich ist, erscheint sehr fraglich.

Hinsichtlich einer Querfinanzierung des allgemeinen Aufbaus des Wasserstoff-Systems ist deshalb auf die Möglichkeiten der Steuerfinanzierung oder der Finanzierung aus einem – aus Steuern oder anderen besonderen Abgaben gespeisten – Fonds nach Art des Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ zu verweisen.

[172] BVerfGE 91, 186 ff.

4 Themengebiet B: Kapitalbereitstellung für die Investitionsfinanzierung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen

In diesem Kapitel wird erstens die Frage der Kapitalbereitstellung zur Investitionsfinanzierung bei Energieinfrastrukturen untersucht. Kapitalbereitstellungsregime werden dabei mit Fokus auf die durch sie etablierten Haftungswirkungen betrachtet, was mit Fragen der Risikozuordnung und der Ausgestaltung von Anreizregimen in Verbindung steht. Inwiefern Haftungsbegrenzungen für (private) Unternehmen, die in die Bereitstellung sowie in die Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen bei Energieinfrastrukturen involviert sind, und eine damit einhergehende kollektive Risikotragung durch die Bürger bzw. Steuerzahler und / oder Nachfrager im Einzelfall vorteilhaft sind, hängt u. a. mit der Ausgestaltung von Planungsregimen zusammen, was eine inhaltliche Brücke zwischen dem vorherigen Kapitel 3 und diesem Kapitel darstellt. Zweitens werden in diesem Kapitel Fragen der (öffentlichen oder privaten) Eigentümerschaft von Assets und von Unternehmen bzw. Infrastrukturbetreibern beleuchtet. Entscheidungen bezüglich der Eigentümerschaft können u. a. Anreizkonstellationen und – im Zusammenspiel mit Kontrahierungsproblemen – die Höhe von Transaktionskosten beeinflussen. In diesem Zusammenhang kann z. B. auf die Alternativen der (externen) Regulierung privater Infrastrukturbetreiber durch öffentliche Behörden sowie der Steuerung öffentlicher Infrastrukturbetreiber durch den (öffentlichen) Eigentümer verwiesen werden.

Die in diesem Kapitel betrachteten Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregime, die dem im einleitenden Kapitel 1 definierten Themengebiet B entsprechen, werden (nicht zuletzt aufgrund von Zeit- und Ressourcenrestriktionen) vor allem mit Bezug zu Energienetzen (und somit den Energieinfrastrukturen i. e. S.) betrachtet. Außerdem erfolgt ein Fokus auf die zentrale Ebene des Energiesystems und dort auf wenige ausgewählte Bereiche, die eine besondere Bedeutung für die Transformation des Energiesystems aufweisen.[173] Im Rahmen der Analysen zu Kapitalbereitstellungsregimen wird von einer privaten Eigentümerschaft und einer auf Gewinnmaximierung (und nicht auf die Verfolgung öffentlicher Interessen) ausgerichteten Steuerung von Unternehmen ausgegangen, die Kapital für Investitionen in Energieinfrastrukturanlagen zur Verfügung stellen.

Im Mittelpunkt stehen in diesem Kapitel (institutionen-)ökonomische Analysen, die zur Identifikation von institutionellen Lösungen beitragen, mit denen neben einer effektiven Umsetzung von im Rahmen öffentlicher Planungsregime gefällten Entscheidungen die aus Sicht von Steuerzahlern und Nachfragern anfallenden Kosten (langfristig betrachtet) minimiert werden, womit das Ziel der Kosteneffizienz erreicht werden kann. Es erfolgen einerseits Analysen, die von Pfadabhängigkeiten abstrahieren. Andererseits werden aber auch – und dies speziell bei den Analysen zu Fragen der Eigentümerschaft – Pfadabhängigkeiten und damit einhergehend ggf. anfallende Transaktionskosten mit in die Untersuchungen einbezogen. Dabei werden nicht zuletzt die Ergebnisse von rechtlichen Analysen berücksichtigt, in denen

[173] Die Frage der Kapitalbereitstellung und Eigentümerschaft bei Energieinfrastrukturen für gasförmige Kohlenwasserstoffe im Allgemeinen und speziell im Zusammenhang mit einem möglichen Rückbau des (bestehenden) Erdgassystems wird hier im Übrigen nicht explizit betrachtet. Einige Anmerkungen dazu finden sich aber bereits in Abschnitt 3.3.1.5.

Sperrwirkungen vor allem im Bereich des Verfassungsrechts thematisiert werden. Infolge der Vielzahl der relevanten Rechtsfragen hat z. T. eine Fokussierung auf die besonders relevanten potentiellen Sperrwirkungen des Verfassungsrechts zu erfolgen. Handlungsempfehlungen werden (realitätsnah) unter Berücksichtigung der Implikationen von Pfadabhängigkeiten abgegeben.

Die Struktur dieses Kapitels ist wie folgt:

- Zunächst werden in Abschnitt 4.1 grundlegende institutionenökonomische Erkenntnisse vorgestellt, die bei den anschließenden (konkreten) Analysen zu Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregimen (zumindest implizit) aufgegriffen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass vorgelagert im Rahmen öffentlicher Planungsregime Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturen bereits getroffen worden sind.
- Sodann werden in Abschnitt 4.2 Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregime für das Stromübertragungsnetz betrachtet.
- Anschließend werden in Abschnitt 4.3 diese Themen mit Bezug zu einem zukünftigen Wasserstoffsystem beleuchtet. Dabei erfolgt ein Fokus auf Energieinfrastrukturanlagen, die zur Abdeckung der Residuallast im Stromsystem erforderlich sind.

4.1 Wesentliche institutionenökonomische Grundlagen

4.1.1 Kapitalbereitstellung und Haftung sowie Beziehungen zur Risikoallokation und zur Ausgestaltung von Anreizregimen

Risikoallokation und Haftung im Rahmen der Umsetzung öffentlich gefällter Bereitstellungsentscheidungen bezüglich (Infrastruktur-)Kapazitäten

In einer unregulierten Marktwirtschaft fällen (private) Unternehmen Entscheidungen bezüglich der Bereitstellung sowie bezüglich der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen im Rahmen der Leistungserstellung. Sie tragen die Konsequenzen dieser Entscheidungen und wenn sich Risiken (im Sinne risikobehafteter Größen) aus Sicht der Unternehmen auf eine negative Weise realisieren, haften sie bzw. die Kapitalgeber der Unternehmen mit dem Kapital, das den Unternehmen (in Form von Eigen- und Fremdkapital) zur Verfügung gestellt worden ist.

Sofern im Rahmen von (im vorherigen Kapitel 3 genauer betrachteten) öffentlichen Planungsregimen Entscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturen bereits gefällt worden sind, entfällt die Rationalität dafür, dass private Unternehmen (oder hinter diesen stehende Kapitalgeber) Kapital bereitstellen, um für diese (Kapazitäts-)Entscheidungen haften zu können. Wenn – wovon folgend ausgegangen wird – Entscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturen und auch weitere Bereitstellungsentscheidungen vollständig im Rahmen öffentlicher Planungsregime getroffen werden, verlagern sich Fragen bezüglich des (sinnvollen) Umfangs von Haftung durch Unternehmen auf ihre Aufgaben bei der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturanlagen und somit auf die Leistungserstellung.

Sofern einem Infrastrukturbetreiber die Verantwortung für die Errichtung sowie die Betriebsführung und die Erhaltung von Energieinfrastrukturanlagen (und damit für die Leistungserstellung) übertragen worden ist, stellt sich zunächst die Frage, wie die Risikoallokation zwischen dem Unternehmen als Agenten

und seinem Prinzipal ausgestaltet ist. Darauf aufbauend ist von Relevanz, wie (d. h. mit welchen „institutionellen Instrumenten“) diese Risikoallokation umgesetzt wird und wie somit das Anreizregime für das Unternehmen ausgestaltet ist. Die mit der Rolle des Prinzipals einhergehenden Aufgaben eines Auftraggebers, der die Risikoallokation und das Anreizregime in derartigen (Auftrags-)Beziehungen auszugestalten hat, fällt – hiervon wird folgend ausgegangen – der öffentlichen Hand zu, die vorgelagert im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes die (sich an eine Bereitstellungsentscheidung bezüglich der Kapazität anschließende) Umsetzungsaufgabe definiert hat. Sofern in dieser (Auftrags-)Beziehung Risiken (im Sinne von risikobehafteten Größen bzw. von wirtschaftlichen Konsequenzen der Ausprägung dieser Größen) dem Prinzipal zugeordnet sind, gibt es zwei idealtypische Optionen für die Weiterleitung bzw. finale Zuordnung dieser Risiken. Wenn für Vergütungszahlungen an Infrastrukturbetreiber als Agenten auf Haushaltsmittel zurückgegriffen wird, tragen die Steuerzahler und Bürger letztendlich diese Risiken. Alternativ können Nachfrager, die (mehr oder weniger direkt) von der Bereitstellung der Energieinfrastrukturen profitieren, die Vergütungszahlungen an den Infrastrukturbetreiber als Agent leisten und damit einhergehend auch (final) die Risiken tragen. Dies ist beispielsweise im Bereich der Strom- und Gasnetze zu beobachten. Folgend wird z. T. nicht danach unterschieden, ob Steuerzahler und Bürger oder Nachfrager Risiken final zugeordnet sind, sondern es wird vielmehr von einer Risikozuordnung an den Prinzipal gesprochen.

Wenn im Rahmen der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität (und damit bei der Leistungserstellung) Risiken den zuständigen Unternehmen als Agenten im Rahmen vertraglicher Regelungen zugeordnet sind, dann trägt eine i. d. R. als Folge einer Investitionsfinanzierung vorliegende Kapitalbereitstellung durch diese Unternehmen dazu bei, diese Risikoallokation faktisch durchsetzen und somit Unternehmen haften lassen zu können. Im Übrigen wird hier einem weiten Verständnis von Vertragsregeln gefolgt und damit werden auch gesetzliche Vorgaben und Regulierungsregeln als solche angesehen. Unter Umständen etabliert die Kapitalbereitstellung durch Unternehmen auch die Grenze für die (maximale) Haftung durch diese bzw. ihre Eigentümer, was speziell im Rahmen von Projektfinanzierungen von Relevanz sein kann. Allerdings können Haftungsgrenzen für Agenten auch durch vertragliche Vereinbarungen definiert werden und auf diese Weise auch durchaus niedriger angesetzt werden als die Höhe einer zur Investitionsfinanzierung erforderlichen Kapitalbereitstellung.

Rationalität für Begrenzung der Haftung eines Agenten unter Berücksichtigung verschiedener Anreizregime

Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik weisen darauf hin, dass es auch bei positiven Anreizwirkungen einer Risikoübertragung auf Agenten i. d. R. sinnvoll ist, Risiko teilweise dem Prinzipal zuzuordnen, um im (bei öffentlichen Prinzipalen üblicherweise vorliegenden) Fall höherer Kosten der Risikotragung beim Agenten als beim Prinzipal die Gesamtkosten der Risikotragung zu begrenzen.[174] Außerdem können durch eine (zumindest) gewisse Risikoübernahme durch den Prinzipal ggf. Transaktionskosten gesenkt werden, deren Höhe nicht zuletzt auch durch das Anreizregime (bzw. die bei diesem vorliegenden Kontrahierungsprobleme) beeinflusst wird, durch welches Risiko dem Agenten

[174] Vgl. z. B. Beckers et al. (2008, S. 19 ff.).

zugeordnet wird. In diesem Zusammenhang kann es u. a. sinnvoll sein, die maximale Höhe einer Risikotragung und damit einhergehend auch einer Haftung eines Agenten zu begrenzen. Auch wenn eine derartige Begrenzung durch Vertragsregeln erfolgt, kann es (ergänzend) von Vorteil sein, im Hinblick auf die Reduktion von Transaktionskosten das „Haftungsmasse" darstellende Kapital zu begrenzen, das vom Agenten zur Investitionsfinanzierung bereitgestellt wird und „im Risiko steht".[175] In diesem Zusammenhang ist u. a. von Relevanz, dass damit das Kapital reduziert wird, das auf Seiten des Agenten von dem institutionellen Risiko „betroffen" ist, welches aufgrund von (zumindest in einem gewissen Ausmaß) unvermeidbaren Kontrahierungsproblemen in der Beziehung zwischen dem Prinzipal und dem Agenten besteht.[176]

Bislang ist nicht explizit thematisiert worden, mit welchen institutionellen Instrumenten eine Risikozuordnung an einen Agenten umgesetzt wird und was für ein Anreizregime somit vom Prinzipal für den Agenten etabliert wird. Implizit ist jedoch von einem „harten" Anreizregime ausgegangen worden, welches mit einer („harten") Output-orientierten Leistungsbeschreibung einhergeht.[177] Insbesondere wenn einem Agenten vom Prinzipal keinerlei Vorgaben zur Art und Weise der Erbringung einer Output-orientiert beschriebenen Leistung gemacht werden, ist es denkbar, dass Fehlentscheidungen des Agenten dazu führen können, dass Schäden in einer extremen Höhe anfallen, die das vom Agenten zur Investitionsfinanzierung bereitgestellte Kapital weit überschreitet. Die Einforderung von Sicherheiten wie Bankbürgschaften vom Agenten ist ein Beispiel dafür, wie sich der Prinzipal gegen derartige (extreme) Schäden zusätzlich absichern kann. Allerdings kann es (und wird es im Normalfall) auch in derartigen Konstellationen gemäß den vorstehend bereits thematisierten institutionenökonomischen Erkenntnissen sinnvoll sein, die Haftung des Agenten zu begrenzen. Daher können u. U. auch das zur Investitionsfinanzierung erforderliche Kapital oder auch nur Teile davon eine sinnvolle maximale Haftungshöhe des Agenten darstellen.

Umso mehr Vorgaben bezüglich der Art und Weise der Leistungserbringung im Rahmen eines harten Anreizregimes vom Prinzipal ex ante etabliert werden, umso geringer sind tendenziell die Schäden, die infolge von Fehlentscheidungen des Agenten während der Leistungserbringung anfallen können.[178] Damit einhergehend sinkt die Höhe des Haftungsmasse darstellenden (Haftungs-)Kapitals, dessen Bereitstellung der Prinzipal vom Agenten sinnvollerweise einfordern sollte. Allerdings ist Input-Wissen bezüglich der Leistungserbringung auf Seiten des Prinzipals erforderlich, um derartige Vorgaben aufzustellen.

Input-Wissen des Prinzipals ist auch von hoher Bedeutung für die erfolgreiche Anwendung eines „weichen" Anreizregimes, das mit einem Monitoring der Aktivitäten des Agenten einhergeht. Infolge dieses

---

[175] Vgl. Beckers et al. (2014, S. 107 ff.).

[176] Aus Perspektive der Transaktionskostentheorie, die ansonsten in dieser Studie oftmals implizit in den Vordergrund gerückt ist, sind die Ineffizienzen infolge von derartigen Kontrahierungsproblemen als Transaktionskosten einzuordnen.

[177] Zu den Begriffen „hartes Anreizregime" und „Output-orientierte Leistungsbeschreibung" siehe Abschnitt 3.1.2.1.2.

[178] Dabei wird angenommen, dass die Vorgaben des Prinzipals vom Agenten beachtet werden. Dies kann sichergestellt werden, indem während der Leistungserbringung vom Prinzipal die Einhaltung der Vorgaben durch den Agenten kontrolliert wird.

Monitorings sinkt die Wahrscheinlichkeit, dass der Agent unbemerkt (Fehl-)Entscheidungen treffen kann, die mit (mehr oder weniger) gravierenden negativen Konsequenzen einhergehen. Daher ist es tendenziell möglich bzw. sinnvoll, bei Anwendung weicher Anreizregime die Höhe des Haftungsmasse darstellenden (Haftungs-)Kapitals zu reduzieren.

Bedeutung von Wissensständen für die Ausgestaltung von Anreizregimen und Risikoallokation

Wissensstände im Allgemeinen und Input-Wissen im Speziellen sind somit nicht nur von zentraler Bedeutung für die Ausgestaltung von Anreizregimen, sondern auch für die Festsetzung von Haftungsgrenzen und der Einforderung von Kapital vom Agenten, welches im Risiko steht.[179] Folglich wird die (sinnvolle) Risikoallokation zwischen Prinzipal und Agent (auch) von Wissensständen beeinflusst. Diese Erkenntnis impliziert, dass durch die Veränderung von Wissensständen und insbesondere durch ein erhöhtes Input-Wissen auf Seiten eines Prinzipals sowie ergänzend bei Gerichten und anderen „Dritten", die Konflikte zwischen Prinzipal und Agent zu klären haben, der Umfang des Haftungskapitals reduziert werden kann, den ein Prinzipal von einem Agent (sinnvollerweise) einfordern sollte.[180] Durch eine Verbesserung von Wissensständen können somit die Ausgaben reduziert werden, die ein Prinzipal für die Vergütung des Agenten zu zahlen hat, was zur Erreichung des Ziels der Kosteneffizienz beiträgt. Es gibt keine relevanten Argumente, die dagegensprechen, diese grundsätzliche Erkenntnis auch auf die Gestaltung der Finanzierung von Energieinfrastrukturen im Allgemeinen und die Bereitstellung von im Risiko stehenden Kapital durch Infrastrukturbetreiber im Speziellen anzuwenden, die mit der Umsetzung von im Rahmen öffentlicher Planungsregime getroffenen Entscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturanlagen beauftragt sind bzw. werden sollen.

Umgang mit der Verbindung zwischen Haftungsmasse darstellendem Kapital und der Bereitstellung von zur Investitionsfinanzierung erforderlichem Kapital

Die vorstehenden Ausführungen sind darauf ausgerichtet aufzuzeigen, dass eine Begrenzung des Haftungsmasse darstellenden Kapitals, das ein Agent beizubringen hat, zu Kosteneinsparungen aus Sicht des Prinzipals führen kann. Regelmäßig wird das so ermittelte „optimale" Haftungskapital jedoch von dem Investitionsvolumen abweichen, dessen Finanzierung – dies wird hier unterstellt – durch eine Kreditaufnahme erfolgen soll. Wie bereits angesprochen, stellen vom Agenten beizubringende Bankbürgschaften ein mögliches Instrument dar, um die Lücke zwischen Investitionsvolumen und einem (höheren) Bedarf an Haftungskapital zu schließen. Daher soll der Fokus nun auf die entgegengesetzte Konstellation gelegt werden, in der das Investitionsvolumen höher ist als der Bedarf an Haftungskapital.

Im Bereich der Energieinfrastrukturen erhalten mit der Umsetzung öffentlich gefällter Kapazitätsentscheidungen beauftragte Infrastrukturbetreiber i. d. R. ihre Vergütung nicht aus dem bzw. über das Haushaltssystem, sondern direkt von den Nachfragern. Dennoch soll zunächst die Alternative einer

---

[179] Vgl. zur Bedeutung von (Input-)Wissen für die Ausgestaltung von Anreizregimen z. B. auch Beckers / Bieschke / Weiß (2018, S. 18 ff.) und Beckers / Ryndin / Weiß (2018, S. 5 ff.).

[180] Dabei ist zu beachten, dass die Ausgestaltung der Risikoallokation im Allgemeinen und die Festlegung des Haftungskapitals im Speziellen einerseits und die Ausgestaltung von Anreizregimen andererseits integriert zu erfolgen hat.

Haushaltsfinanzierung beleuchtet werden. Durch eine Bereitstellung von Haushaltsmitteln für einen Teil der Ausgaben, die für die Realisierung einer Infrastrukturanlage und damit eine Investitionsmaßnahmen zu tätigen sind, kann das vom beauftragten Infrastrukturbetreiber aufzunehmende Kapital auf die (gewünschte) Höhe gesenkt werden, die dem optimalen Haftungskapital entspricht. Zu beachten ist allerdings, dass der Staat an einer derartigen Bereitstellung von Haushaltsmitteln zur (teilweisen) Investitionsfinanzierung durch Schuldenbremsen gehindert werden könnte. Dann könnte in Betracht gezogen werden, dass der Staat dem Infrastrukturbetreiber, der die Investition realisiert und in dem Sinne finanziert, als dass er Kapital für die Investition aufnimmt, eine Bürgschaft gewährt, die dazu führt, dass die (Kapital-)Kosten für die Aufnahme des durch die staatliche Bürgschaft abgesicherten Kapitals (nahezu) den staatlichen Finanzierungskosten (im Sinne der Höhe der Rendite für Staatsanleihen) entspricht.[181] Die Höhe der Bürgschaft ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Investitionsvolumen und dem benötigten (sinnvollen) Umfang an Haftungskapital, das der Staat als Prinzipal von dem Unternehmen als Agent einfordern sollte.

Helm (2009) und Beckers et al. (2014, S. 91 f.) zeigen auf, wie in analoger Weise das Haftungskapital begrenzt werden kann, wenn der mit der Investitionsrealisierung und -finanzierung beauftragte Infrastrukturbetreiber seine Vergütung von den Nachfragern erhält. Dann ist Kapital zu definieren, das gerade nicht als Haftungskapital dient und dessen Rückzahlung aus zukünftigen Zahlungen der Nachfrager an die entsprechenden Kapitalgeber bedingungslos garantiert wird. Je besser es gelingt, dies durch geeignete gesetzliche Regelungen abzusichern, umso geringer dürften die für dieses Kapital anfallenden (Kapital-)Kosten sein. Anzustreben wäre, ein Kapitalkostenniveau zu erreichen, das dem von Staatsanleihen (nahezu) entspricht. Dieser Ansatz zur Begrenzung des Haftungskapitals wird auch als „Kapitaltrennungsmodell“ bezeichnet.[182] Diese Bezeichnung verweist darauf, dass das vom Infrastrukturbetreiber zur Investitionsfinanzierung aufgenommene Kapital insofern getrennt wird, als dass der eine Teil dieses Kapitals in normaler Weise für eine Haftung zur Verfügung steht, während der andere Teil nicht als Haftungsmasse dient.

Auf die Dauer einer (Vertrags-)Beziehung bezogene anstatt (realitätsferner) statischer Betrachtung

Abschließend angemerkt sei, dass vorstehend die Frage des optimalen Haftungskapitals und dessen Verhältnis zu dem zur Investitionsfinanzierung erforderlichen Kapital in einer vereinfachenden „statischen“ Weise stets mit Bezug zu einem Zeitpunkt betrachtet worden ist. In der Realität ist diese Frage für die gesamte Dauer einer (Vertrags-)Beziehung zwischen einem öffentlichen Prinzipal und einem mit der Umsetzung der öffentlich gefällten Kapazitätsentscheidung beauftragten Infrastrukturbetreiber als Agenten zu klären, was entsprechend komplexer ist.

[181] Zu beachten ist, dass Haushaltsregeln im Allgemeinen und Schuldenbremsen im Speziellen auch der Gewährung derartiger Bürgschaften entgegenstehen können.

[182] Vgl. Beckers et al. (2014, S. 91).

4.1.2 Eigentümerschaft

In diesem Abschnitt wird zunächst in (Unter-)Abschnitt 4.1.2.1 auf die Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern eingegangen, denen die Zuständigkeit für die Realisierung sowie die Betriebsführung und die Erhaltung von Energieinfrastrukturanlagen (dauerhaft oder zumindest sehr langfristig) übertragen ist. Anschließend wird in (Unter-)Abschnitt 4.1.2.2 kurz die spezielle Situation thematisiert, dass das Eigentum an Energieinfrastrukturanlagen und die damit einhergehende Finanzierungsverantwortung von der Zuordnung der Verantwortung für die Realisierung dieser Anlagen sowie deren Betriebsführung und Erhaltung getrennt wird, welche an ein als „Infrastrukturmanager" bezeichnetes Unternehmen übertragen wird.

4.1.2.1 Unternehmen als Infrastrukturbetreiber

Abhängigkeiten, Verträge zwischen der öffentlichen Hand und privaten Infrastrukturbetreibern und die Implikationen von Kontrahierungsproblemen

Wenn private Unternehmen als Infrastrukturbetreiber mit der Aufgabe der Umsetzung von vorgelagert durch die öffentliche Hand (in einem öffentlichem Planungsregimen) gefällten Entscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturen dauerhaft bzw. zumindest langfristig beauftragt werden (bzw. sind), besteht eine (dauerhafte bzw. zumindest langfristige) Abhängigkeit der öffentlichen Hand von diesen Unternehmen.[183] Allerdings sind auch die Unternehmen von der öffentlichen Hand abhängig, da sie entweder von dieser direkt Vergütungszahlungen als Kompensation für ihre Leistungserbringung zu erhalten haben oder diese im Rahmen einer Regulierung die Höhe der in Form von Zahlungen der Nachfrager „fließenden" Vergütung festlegt.

Um mit diesen Abhängigkeiten umzugehen, bietet es sich bei Infrastrukturanlagen, die eine große wirtschaftliche Relevanz aufweisen, regelmäßig an, als Alternative zum Abschluss eines langfristigen Vertrages gesetzlich ein Regulierungsregime zu etablieren, welches auch als „Regulierungsvertrag" angesehen werden kann. In einem derartigen Regulierungsregime werden Entscheidungen zur Risikoallokation und zur Ausgestaltung des Anreizregimes in der Beziehung zwischen dem Regulierer und den Infrastrukturbetreibern getroffen.[184] Wenn zwischen der öffentlichen Hand und Infrastrukturbetreibern nur ein „normaler" Vertrag (und kein Regulierungsvertrag) besteht, dann stellen sich jedoch

[183] Es kann die Frage aufgeworfen werden, warum es vorteilhaft sein kann, (privaten) Unternehmen dauerhaft (oder zumindest langfristig) die Rolle von Infrastrukturbetreibern zuzusprechen. Die Rationalität dafür ergibt sich regelmäßig aus den erheblichen Problemen, wenn kurze Vertragslaufzeiten und damit einhergehend häufige wettbewerbliche Verfahren zur Auswahl von Unternehmen als Infrastrukturbetreiber vorgesehen werden. Dabei ist zunächst auf Probleme bei der Bewertung und Übergabe von Infrastrukturanlagen bei einem Betreiberwechsel zu verweisen. Ferner besteht die Gefahr einer geringen Wettbewerbsintensität bei den Auswahlverfahren aufgrund der Notwendigkeit für als Bieter teilnehmende Unternehmen, für eine Gebotsabgabe spezifisch investieren zu müssen. Zwar kann die öffentliche Hand die Wettbewerbsintensität in einem gewissen Ausmaß durch die Erstattung von Gebotskosten erhöhen, jedoch stellen diese (erstatteten) Kosten in gewisser Hinsicht Ineffizienzen dar, die nicht zu oft in Kauf genommen werden sollten, und es ist letztendlich dennoch fraglich, inwieweit es im Kontext von kaum vollständig zu beseitigenden Vorteilen von (als so genannte „Incumbents" bezeichneten) aktuell als Infrastrukturbetreiber tätigen Unternehmen gelingt, eine gewünschte (nicht zu niedrige) Wettbewerbsintensität zu erreichen.

[184] Vgl. z. B. Crocker / Masten (1996), Beckers et al. (2014, S. 66 ff.) und Beckers / Bieschke / Weiß (2018, S. 12 ff.).

grundsätzlich die gleichen Fragestellungen hinsichtlich der Risikoallokation und der Ausgestaltung des Anreizregimes.[185]

Selbst wenn der die Beziehung zwischen der öffentlichen Hand bzw. einem Regulierer auf der einen Seite und privaten Infrastrukturbetreibern auf der anderen Seite regelnde Regulierungsvertrag oder „normale" Vertrag sehr gut ausgestaltet ist (und in diesem Zusammenhang ggf. das im vorherigen Abschnitt 4.1.1 vorgestellte Kapitaltrennungsmodell angewendet wird), werden Kontrahierungsprobleme und damit einhergehend ein „institutionelles Risiko" vorliegen bzw. es werden Transaktionskosten anfallen. Das Ausmaß des institutionellen Risikos (bzw. die Höhe anfallender Transaktionskosten) zeigt sich nicht zuletzt in den Kapitalkosten der Infrastrukturunternehmen, die regelmäßig merklich oberhalb der Renditen von Staatsanleihen angesetzt werden.

Öffentliche Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern: Vorteile, mögliche Nachteile und die Bedeutung von Pfadabhängigkeiten

Durch eine öffentliche Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern kann das vorstehend beschriebene institutionelle Risiko grundsätzlich eliminiert werden. Eine derartige öffentliche Eigentümerschaft kann im Lichte der Transaktionskostentheorie als eine Integration zwischen der der öffentlichen Hand zugeordneten Bereitstellungsaufgabe und der Aufgabe der (der Umsetzung dieser Bereitstellungsentscheidung dienenden) Leistungserstellung angesehen werden, die im Kontext von Abhängigkeit bzw. Spezifität zur Minimierung von Transaktionskosten führt.[186] Diesem gewichtigen Argument für eine öffentliche Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern können jedoch auch in die entgegengesetzte Richtung weisende Argumente gegenübergestellt werden, die z. T. allerdings vor allem in speziellen Konstellationen von Relevanz sein werden und teilweise mit der Plausibilität von vorstehend implizit getroffenen (und i. d. R. auch „passenden") Annahmen in Verbindung stehen, worauf folgend eingegangen wird:

- Insbesondere bei kleineren Gebietskörperschaften ist es denkbar, dass reduzierte Transaktionskosten bei einer öffentlichen Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern durch erhöhte Produktionskosten überkompensiert werden, weil private Unternehmen oftmals in einem größeren Ausmaß Synergieeffekte realisieren können. Jedoch sollte dann auch die (im folgenden Abschnitt 4.1.2.2 näher beleuchtete) Alternative der Realisierung von Synergieeffekten durch private Infrastrukturmanager geprüft werden. Ferner sind Möglichkeiten zur Realisierung von Synergieeffekten durch über mehrere Gebietskörperschaften hinweg übergreifend tätige öffentliche Infrastrukturbetreiber und Infrastrukturmanager zu berücksichtigen.[187]
- Die Performance eines öffentlichen Infrastrukturbetreibers wird nicht zuletzt durch die Kompetenz des öffentlichen Eigentümers beeinflusst, „sein" Unternehmen und dessen Management angemessen zu steuern und zu kontrollieren. Sofern das dafür erforderliche Wissen nicht beim öffentlichen Eigentümer vorhanden ist, ist eine entsprechend schlechtere Performance des

[185] Vgl. z. B. Beckers / Ryndin / Weiß (2018, S. 5 ff.).

[186] Diese Argumentation weist im Übrigen umfangreiche Analogien zu der in den Abschnitten 3.1.2.1.2 und 3.1.2.1.3 auf.

[187] Vgl. dazu z. B. Beckers / Klatt / Zimmermann (2012).

öffentlichen Unternehmens zu erwarten. Allerdings ist das Wissen bezüglich der adäquaten Steuerung und Kontrolle öffentlicher Infrastrukturbetreiber weit gestreut und kann sogar von einem (entsprechend „gewillten“) öffentlichen Eigentümer, der über dieses Wissen bislang nicht verfügt, recht unkompliziert aufgebaut werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Wissensanforderungen an die öffentliche Hand für die Ausgestaltung einer Regulierung bzw. eines Vertrages mit einem privaten Infrastrukturbetreiber um ein Vielfaches höher sind als für die Steuerung und Kontrolle eines eigenen Unternehmens.

Bislang ist von Pfadabhängigkeiten abstrahiert worden und in diesem Zusammenhang können die folgenden weiteren Argumente angeführt werden, die für eine Etablierung einer privaten Eigentümerschaft an Infrastrukturbetreibern sprechen können:

- Bei Infrastrukturbetreibern, denen die Aufgabe der Etablierung neuer technischer (Infrastruktur-)Systeme zukommt, kann es im Kontext einer geringen Verbreitung des entsprechenden technisch-systemischen Wissens und damit in Verbindung stehender spezieller Kontrahierungsprobleme u. U. vorteilhaft sein, mit Zulieferern langfristige Verträge abzuschließen und diese ggf. sogar (zumindest temporär) auch am Eigenkapital zu beteiligen. Allerdings ist es bei einem zu erwartenden dauerhaften Bedarf an dem entsprechenden Infrastrukturangebot grundsätzlich sinnvoll, als öffentliche Hand anzustreben und entsprechende Vorsorge dafür zu treffen, dass sich zumindest langfristig Infrastrukturbetreiber wieder im (möglichst vollständigem) öffentlichen Eigentum befinden.[188]
- Auch andere für die Wahrnehmung der Aufgaben eines Infrastrukturbetreibers erforderliche Ressourcen können zunächst nicht bei diesem vorliegen. Dies ist jedoch kein Argument gegen dessen öffentliche Eigentümerschaft, wenn keine Kontrahierungsprobleme bezüglich des Erwerbs bzw. des Einbezugs der entsprechenden Ressource bestehen. Allerdings sind auch Fälle (jenseits des vorstehend thematisierten „neuartigen“ technisch-systemischen Wissens) denkbar, in denen derartige Kontrahierungsprobleme letztendlich dafür sprechen können, die entsprechenden Ressourceneigentümer (zumindest anteilig) als Eigentümer eines Infrastrukturbetreibers vorzusehen bzw. zu „akzeptieren“. Auch dann sollte grundsätzlich angestrebt und möglichst (vertraglich) vorbereitet werden, dass die Eigentümerschaft langfristig wieder bei einer dauerhaft für die Bereitstellung des entsprechenden Infrastrukturangebots zuständigen öffentlichen Hand liegt.

Wenn Pfadabhängigkeiten in der Form bestehen, dass sich ein Infrastrukturbetreiber im privaten Eigentum befindet, dann ist zu berücksichtigen, dass ein Übergang in eine öffentliche Eigentümerschaft im Einzelfall mit (mehr oder weniger großen) Nachteilen (insbesondere in Form von Transaktionskosten) und Herausforderungen einhergehen kann.[189] Die Dimension derartiger sich aus Pfadabhängigkeiten ergebender Probleme kann im Einzelfall sehr unterschiedlich sein und insofern eine mehr oder weniger große Rolle bei einer Entscheidung (auf Seiten der öffentlichen Hand) bezüglich eines Wechsels von

[188] Vgl. dazu auch Beckers / Ryndin / Weiß (2018, S. 18 f.).

[189] Dies ist z. B. in einer abstrakten Weise mit Bezug zu Stromübertragungsnetzen in Beckers et al. (2014, S. 234–243) thematisiert worden.

einer privaten zu einer öffentlichen Eigentümerschaft an einem Infrastrukturbetreiber spielen. Dies gilt in analoger Weise auch für weiteren vorstehend thematisierten Argumente, die im Einzelfall gegen eine öffentliche Eigentümerschaft an Infrastrukturbetreibern sprechen (könnten) und mit den für diese sprechende Argumenten abzuwägen sind.

(MÖGLICHE) NACHTEILE EINER PRIVATEN EIGENTÜMERSCHAFT VON INFRASTRUKTURBETREIBERN „JENSEITS“ ERHÖHTER KOSTEN

Es sei darauf hingewiesen, dass in diesem Abschnitt (bislang) ein ausschließlich auf Nachteile einer privaten Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern fokussiert wurde, die sich in erhöhten Kosten (und dabei vor allem Transaktionskosten) äußern. Damit einhergehend sind z. T. (implizit) andere (mögliche) Nachteile in Transaktionskosten und somit höhere Kosten „übersetzt“ worden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere darauf zu verweisen, dass im Rahmen der Leistungserbringung eines Infrastrukturbetreibers oftmals Wissen generiert werden dürfte, dass für (die Vorbereitung bzw. Planung von) Bereitstellungsentscheidungen wertvoll sein kann.[190] Daraus kann sich ein Wissensvorsprung ergeben, den ein privater Infrastrukturbetreiber ggf. strategisch (aus-)nutzen könnte, indem er sein Wissen „verzerrt“ im Rahmen öffentlicher Planungsregime einbringt. Auf diese Weise könnte er anstreben, Planungsentscheidungen so zu beeinflussen, dass sie zur Erreichung seiner Ziele (und nicht unbedingt denen des öffentlichen Planers) beitragen. Bei einem öffentlichen Infrastrukturbetreiber ist es hingegen eher zu erwarten, dass dieser sein Wissen in einer Weise bereitstellt, die auf die Erreichung der mit dem öffentlichen Planungsregime angestrebten Ziele ausgerichtet ist.

In der geschilderten Konstellation kann die öffentliche Hand im Falle einer privaten Eigentümerschaft eines Infrastrukturbetreibers anstreben, Ressourcen einzusetzen, um im eigenen Einflussbereich (nochmals) das Wissen zu generieren, welches der (private) Infrastrukturbetreiber sich im Rahmen der Leistungserstellung ohnehin aneignet. Dass dies der öffentlichen Hand gelingt, ist bislang in diesem Abschnitt im Rahmen des Fokus auf Kosten als einzigen Bewertungsparameter hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit einer öffentlichen bzw. privaten Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern (implizit) angenommen worden. Allerdings wird es zunächst nicht unbedingt in jeder Konstellation möglich sein, sich auf eine derartige Weise im Einflussbereich der öffentlichen Hand ebenfalls das Wissen anzueignen, über welches der private Infrastrukturbetreiber verfügt. Ferner ist nicht unbedingt sichergestellt, dass die im Bereich der öffentlichen Hand vorliegenden Entscheidungsmechanismen dazu führen, dass diese „doppelte Wissensgenerierung“ – speziell dann, wenn diese tatsächlich möglich und bei einer Gesamtbetrachtung vorteilhaft sein sollte – auch durchgeführt wird.[191] Dies weist darauf hin, dass eine Überführung der verschiedenen (möglichen) Nachteile bzw. Problemen einer privaten Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern in (Transaktions-)Kosten dazu führen kann, dass die Vorteile einer öffentlichen Eigentümerschaft unterschätzt werden.

---

[190] Vgl. in diesem Zusammenhang auch Weber (2017, S. 90 ff.), der diese Thematik mit Bezug zur Bedarfsplanung bei Stromübertragungsnetzen untersucht.

[191] Mit Bezug zu Weber (2017) kann angemerkt werden, dass dort die Herausforderungen, die einer derartigen doppelten Wissensgenerierung im Bereich der öffentlichen Hand entgegenstehen können, wohl tendenziell unterschätzt werden.

4.1.2.2 Anlagenfinanzierung und -eigentum bei separater Betriebsführung

Den privaten Eigentümern eines Infrastrukturbetreibers steht grundsätzlich das Recht zu, sich dafür zu entscheiden, das Eigentum an Energieinfrastrukturanlagen und die damit einhergehende Finanzierungsverantwortung von der Zuordnung der Verantwortung für die Realisierung (im Sinne von Errichtung) dieser Anlagen sowie deren Betriebsführung und Erhaltung zu trennen. In der Praxis ist dies bei unterschiedlichen Energieinfrastrukturanlagen durchaus häufig zu beobachten. Es stellt sich nun die Frage, ob und wann es aus Sicht der öffentlichen Hand sinnvoll sein kann, zwar das Eigentum an Infrastrukturanlagen zu halten und damit die Finanzierungsverantwortung (im Sinne einer Kapitalbereitstellung für die Durchführung von Investitionen) wahrzunehmen, aber einem Infrastrukturmanager die Verantwortung für die Realisierung der Anlagen sowie deren Betriebsführung und Erhaltung zuzuordnen. In gewisser Hinsicht kann eine derartige institutionelle Lösung im Übrigen als eine spezielle Ausprägung des im vorangegangenen Abschnitt 4.1.1 thematisierten Kapitaltrennungsmodells angesehen werden, bei der vom beauftragten privaten Unternehmen keinerlei für die Investitionsfinanzierung eingesetztes Haftungskapital eingefordert wird.[192]

Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Anwendung der vorgestellten Lösung ist, dass eine Kontrahierung bezüglich der Aufgaben möglich ist, die dem Infrastrukturmanager übertragen werden. Eine solche Kontrahierbarkeit ist i. d. R. nicht eindeutig gegeben oder nicht, was wiederum darauf hinweist, dass das Ausmaß von Kontrahierungsproblemen als (mehr oder weniger großer) Nachteil und vorliegende Vorteile (und dies auch unter Berücksichtigung der alternativen institutionellen Lösungen) abzuwägen sind.

Eine besondere Eignung kann eine derartige Infrastrukturmanager-Lösung in den folgenden Fällen aufweisen, in denen sie eine Alternative zu einer privaten Eigentümerschaft an einem Infrastrukturbetreiber darstellt:

- Es liegen erhebliche Potentiale für Synergieeffekte vor, die nur realisiert werden können, wenn Aufgaben übergreifend über mehrere Gebietskörperschaften hinweg wahrgenommen werden.[193]
- Es liegen (die im vorangegangenen Abschnitt 4.1.2.1 bereits thematisierten) Kontrahierungsprobleme in der Beziehung zu Zulieferern oder anderen Akteuren vor, die über unbedingt einzubeziehende Ressourcen verfügen. Eine (ggf. nur temporäre) Eigentümerschaft dieser Akteure an einem Infrastrukturmanager kann dann eine in Betracht zu ziehende Alternative zu ihrer Eigentümerschaft an einem Infrastrukturbetreiber darstellen.

Nicht zuletzt sei angemerkt, dass bestehende Eigentumsverhältnisse, die Pfadabhängigkeiten etablieren, auch erheblichen Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit der hier betrachteten institutionellen Lösung

[192] Unabhängig davon können natürlich als Teil des für den Infrastrukturmanager vorgesehenen Anreizregimes Sicherheiten von diesem (z. B. in Form von Bankbürgschaften) eingefordert werden, um eine gewisse Haftung für den Fall einer Schlechtleistung sicherzustellen.

[193] Allerdings ist dann – wie auch schon im vorangegangenen Abschnitt 4.1.2.1 angesprochen – auch die Option der Etablierung über mehrere Gebietskörperschaften hinweg tätiger öffentlicher Infrastrukturbetreiber und Infrastrukturmanager in Betracht zu ziehen.

haben können, bei der die öffentliche Eigentümerschaft an den Infrastrukturanlagen mit der privaten Eigentümerschaft an einem Infrastrukturmanager kombiniert ist.

4.2 Stromübertragungsnetze

AUSGANGSLAGE HINSICHTLICH DER EIGENTÜMERSCHAFT SOWIE DER REGULIERUNG UND KAPITALBEREITSTELLUNG

Für das Stromübertragungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH und Amprion GmbH als Infrastrukturbetreiber zuständig. Dabei setzen die ÜNB – wie bereits in Abschnitt 3.3.1.1 thematisiert – im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes beschlossene Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität des Stromübertragungsnetzes um. Die ÜNB befinden sich weit überwiegend in privater Eigentümerschaft. Der Bund hält (indirekt über die KfW) lediglich einen Eigentumsanteil von 20 % an 50Hertz. Auf Besonderheiten bei der TransnetBW, an der das Land Baden-Württemberg (indirekt) Eigentumsanteile hält und die in diesem Kontext in gewisser Hinsicht als im öffentlichen Eigentum befindlich eingeordnet werden kann, wird in diesem Abschnitt im Übrigen nicht eingegangen und diese werden insofern ignoriert.[194]

Die Regulierung der ÜNB basiert maßgeblich auf der im Jahr 2007 erlassenen Anreizregulierungsverordnung (ARegV), welche die 2005 eingeführte Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ergänzt. Im Offshore-Bereich sind außerdem Haftungsregelungen, die in den §§ 17e-17h EnWG verankert sind und die Haftung von ÜNB im Falle der Nicht-Verfügbarkeit von Offshore-Leitungen zur Anbindung von Offshore-Windparks begrenzen, als weiteres Element der Regulierung anzusehen. Für die Aufnahme von Kapital zur Investitionsfinanzierung sind grundsätzlich die ÜNB zuständig, die hierfür in einer für (Infrastrukturbetreiber-)Unternehmen üblichen Weise auf Eigen- und Fremdkapital zurückgreifen.[195]

EMPFEHLUNG ZUR REFORM DER REGULIERUNG UND DER KAPITALBEREITSTELLUNG IM FALLE EINER BEIBEHALTUNG DER (ÜBERWIEGEND) PRIVATEN EIGENTÜMERSCHAFT DER ÜNB

Insbesondere im Falle einer auch zukünftig überwiegend privaten Eigentümerschaft der ÜNB ist auf einfachgesetzlicher Ebene eine Regulierungsreform in Verbindung mit der Einführung des in Abschnitt 4.1.1 vorgestellten Kapitaltrennungsmodells zu empfehlen. Eine reformierte (Anreiz-)Regulierung sollte – wie in Beckers et al. (2014, Kap. 4) und Lenz et al. (2014) thematisiert – den Grundgedanken einer „differenzierten Anreizregulierung“ folgen. Bei Reformen der Regulierung ist zudem unbedingt sicherzustellen, dass dadurch keine opportunistische Behandlung von ÜNB bzw. von deren Eigentümern erfolgt.[196] Der Zeitplan für Einführung des Kapitaltrennungsmodells hat die (Rest-)Laufzeiten bestehender Anleihen zu berücksichtigen. Jenseits solcher Gesichtspunkte, die den Übergang vom bisherigen zu einem veränderten Regulierungsregime betreffen (Vertrauensschutz, Überleitungsregeln), sind grundsätzliche verfassungsrechtliche Bedenken gegen ein derartiges Reformmodell nicht erkennbar. Das

[194] Siehe dazu z. B. Beckers et al. (2014, S. 19 f.).

[195] Etwaig gewährte öffentliche Zuschüsse sowie Kredite von öffentlichen Förderbanken wie der EIB oder KfW werden hier im Übrigen nicht thematisiert.

[196] Vgl. Beckers et al. (2014, S. 133 f.).

Kapitaltrennungsmodell bildet die unternehmerische Verantwortung der ÜNB ab und dürfte deshalb insbesondere mit deren Berufsfreiheit aus Art. 12 GG vereinbar sein.

Empfehlung für öffentliche Eigentümerschaft von ÜNB bei Abstraktion von Pfadabhängigkeiten, Herausforderungen bei Kauf von ÜNB-Anteilen und Rationalität für gesetzlich definiertes Vorkaufsrecht des Bundes

Die in Abschnitt 4.1.2.1 vorgestellten Argumente für eine öffentliche Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern, die für die Umsetzung von im Rahmen öffentlicher Planungsregime getroffenen Kapazitätsentscheidungen verantwortlich sind, sind bei ÜNB vollumfänglich von Relevanz.[197] In diesem Kontext ist bei Abstraktion von Pfadabhängigkeiten eine öffentliche Eigentümerschaft von ÜNB zu empfehlen.[198] Einen Hinweis auf die (große) Dimension der aus Sicht der Nachfrager möglichen Einsparungen bei einer öffentlichen anstelle einer privaten Eigentümerschaft von ÜNB liefert im Übrigen die beispielhafte Kalkulation in Kasten 1 welche die Implikationen von Kapitalkostendifferenzen aufzeigt.

Bei einer privaten Eigentümerschaft von ÜNB ergeben sich die auf das (das Eigen- und Fremdkapital umfassende) gesamte Kapital bezogenen Kapitalkosten aus der an die (das Eigenkapital bereitstellenden) Eigentümer fließenden Rendite, den Fremdkapitalzinsen und der Kapitalstruktur. Ausgehend von einer EK-Rendite von 6,00 %, einem Fremdkapitalzinssatz von 1,80 % und einer 40 % Eigenkapital (und somit 60 % Fremdkapital) aufweisenden Kapitalstruktur betragen die (Gesamt-)Kapitalkosten 3,48 %. Im Falle einer (öffentlichen) Eigentümerschaft des Bundes an ÜNB können die Renditen von Staatsanleihen, deren Höhe mit 0,00% angenommen wird, als Kapitalkosten angesetzt werden, wenn der Bund – sich als Eigentümer engagierend, um dazu beizutragen, dass die Nachfrager möglichst niedrige Stromkosten zu tragen haben, aber gleichzeitig die Steuerzahler vor Verlusten schützend – vom Erwartungswert her einen Null-Gewinn aus seiner Eigentümerstellung „ziehen" möchte. Diese angenommenen Zahlen dürften zumindest eine gewisse Nähe zu den in der Praxis im Bereich der privaten ÜNB und des Bundes vorliegenden Zahlen haben.[199]

Die Implikationen von der dargestellten (beispielhaft angenommenen) Kapitalkostendifferenz („3,48 % vs. 0,00 %") auf die Zahlungen, die die Nachfrager an einen ÜNB zu leisten haben, bzw. auf die Kosten, die die Nachfrager zu tragen haben, sollen nun mit Bezug zu einem beispielhaften Investitionsprojekt dargestellt werden. Dabei wird von einem Investitionsvolumen von 250.000,00 €, einer wirtschaftlichen Lebensdauer von 40 Jahren und einer linearen Abschreibung sowie von jährlichen Erhaltungs- und Betriebskosten in Höhe von 1,00 % des Investitionsvolumens ausgegangen. Diese Zahlen dürften in etwa zu Errichtung sowie Erhaltung und Betrieb einer 1 km langen 380 kV-Höchstspannungsleitung passen.

[197] In diesem Zusammenhang ist darauf zu verweisen, dass durch eine öffentliche Eigentümerschaft an ÜNB selbst dann Transaktionskosten eingespart werden könnten, wenn diese für den Fall einer privaten ÜNB-Eigentümerschaft durch eine Anwendung des Kapitaltrennungsmodells im Rahmen einer Regulierungsreform bereits minimiert worden sind.

[198] Im Falle einer öffentlichen Eigentümerschaft von ÜNB gibt es im Übrigen Argumente dafür, eine andere Regulierung als bei ÜNB in privater Eigentümerschaft vorzusehen. Vgl. in diesem Zusammenhang auch Beckers / Bieschke / Weiß (2018), die diese Frage jedoch nicht mit Bezug zum Stromübertragungsnetz, sondern zur Wasserinfrastruktur thematisieren. Eine vertiefte (und in diesem Zusammenhang auch rechtliche) Betrachtung dieses Themas kann in dieser Studie jedoch nicht erfolgen.

[199] Im Falle einer verbesserten Regulierung privater ÜNB, die sich z. B. durch eine Regulierungsreform ergeben könnte, die auch die Einführung eines Kapitaltrennungsmodells beinhaltet, würden die (Gesamt-)Kapitalkosten somit niedriger liegen als in dieser beispielhaften Kalkulation angenommen.

Für die zeitliche Homogenisierung der von den Nutzern zu leistenden Zahlungen bietet sich die Rendite von Staatsanleihen als Diskontsatz an; somit werden 0,00 % als Diskontsatz angesetzt. Dies kann – vgl. dazu Beckers et al. (2009, S. 55–78) *– damit begründet werden, dass die vorliegende Kalkulation eine aus Sicht der Nachfrager durchgeführte einzelwirtschaftliche Wirtschaftlichkeitsuntersuchung darstellt und dass hinsichtlich der Diskontierung in derartigen Analysen die Kollektive der Steuerzahler und Nachfrager (nahezu) identische (oder zumindest sehr ähnliche) Positionen einnehmen dürften.*

Die Anwendung der vorstehend vorgestellten Zahlen führt zu dem Ergebnis, dass bei einer privaten ÜNB-Eigentümerschaft der Barwert der von den Nachfrager zu tragenden Projektkosten 528.350,00 € beträgt. Bei einer öffentlichen Eigentümerschaft an dem ÜNB ist die Höhe dieses Barwerts lediglich 350.000,00 €. Die Differenz der Barwerte und damit die absolute Höhe des Vorteils der öffentlichen Eigentümerschaft aus Sicht der Nachfrager beträgt somit 178.350,00 €, was 71,34 % des Investitionsvolumens sind. Anders ausgedrückt sind die aus Sicht der Nachfrager zu tragenden (Lebenszyklus-)Kosten für die Realisierung des vorgestellten Projektes bei einer privaten ÜNB-Eigentümerschaft um 50,96 % höher als bei einer öffentlichen Eigentümerschaft.

Anzumerken ist, dass bei dieser Kalkulation implizit angenommen worden ist, dass die Höhe der Ausgaben für die Umsetzung der Investitionen sowie für die jährlichen Betriebs- und Erhaltungsmaßnahmen bei einer privaten und einer öffentlichen ÜNB-Eigentümerschaft gleich hoch sind. Ferner wird davon ausgegangen, dass es einem regulierten privaten ÜNB nicht gelingt, in seiner Beziehung zum Regulierer bestehende Informationsasymmetrien auszunutzen und auf diesem Weg seine Rendite zu erhöhen.

Kasten 1: Beispielhafte Kalkulation der Implikationen von Kapitalkostendifferenzen bei öffentlicher und privater Eigentümerschaft von Infrastrukturbetreibern

Vor diesem Hintergrund ist – zunächst Optionen zur gesetzlichen „Erzwingung“ bzw. zumindest Forcierung oder Unterstützung eines Übergangs von ÜNB in eine öffentliche Eigentümerschaft, auf die folgend noch eingegangen werden wird, ausklammernd – dem Bund grundsätzlich anzuraten, den Erwerb von Eigentumsanteilen an den ÜNB anzustreben. Dies ist jedoch – wie in Beckers et al. (2014, S. 235 ff.) thematisiert – eine durchaus herausfordernde Aufgabe und kann mit diversen Problemen einhergehen, die z. T. auch eine polit-ökonomische Dimension aufweisen. Keinesfalls sollte der Bund Eigentumsanteile an den ÜNB „um jeden Preis“ erwerben. Dies weist auf Verteilungsfragen hin, die sich im Zusammenhang mit Eigentum und Eigentumsveränderungen sowie damit einhergehenden Zuordnungen von Rechten zur Kapitalbereitstellung für Investitionen im Bereich der ÜNB ergeben.[200]

Im Kontext der grundsätzlichen Rationalität für eine öffentliche Eigentümerschaft bei ÜNB bietet es sich in jedem Fall an, als „unkomplizierte Maßnahme“, die keine umfassenden vorbereitenden Analysen hinsichtlich ihrer Ausgestaltung erfordern würde und sehr kurzfristig umgesetzt werden könnte, ein (einfach-)gesetzlich definiertes Vorkaufsrecht hinsichtlich Eigentumsanteilen an den ÜNB für den Bund vorzusehen. Auf diese Weise können Transaktionskosten eines Erwerbs von Anteilen an den ÜNB durch den Bund reduziert werden.[201] Grundsätzliche verfassungsrechtliche Bedenken gegen ein

[200] Vgl. Beckers et al. (2014, S. 236 ff.).

[201] Denkbare Nachteile eines derartigen gesetzlich definierten Vorkaufsrechts des Bundes bezüglich Anteilen an den ÜNB sind zwar vorhanden, aber ihr Umfang ist als begrenzt einzuordnen. Die bisherigen ÜNB können anführen, dass durch das Vorkaufsrecht des Bundes potentielle (private) Kaufinteressen abgeschreckt werden, in konkrete Kaufverhandlungen einzutreten, was sich tendenziell dämpfend auf die Höhe des (Ver-)Kaufpreises an ÜNB-Anteilen auswirken dürfte. Diesem Effekt könnte im Übrigen entgegengewirkt werden, indem der Bund im Falle der

derartiges Vorkaufsrecht sind nicht erkennbar. Die auch in anderen Zusammenhängen (Städtebau / Bauplanungsrecht, Naturschutzrecht) bekannten und bewährten Vorkaufsrechte werden von der ständigen Rechtsprechung[202] als Inhalts- und Schrankenbestimmungen des Eigentums des verkaufswilligen Eigentümers eingestuft, die durch das jeweils gesetzlich definierte und konkretisierte öffentliche Interesse gerechtfertigt sind.

Enteignung privater ÜNB-Eigentümer als (nicht zu empfehlende) einfachgesetzliche Reformoption

Eine Option eine öffentliche Eigentümerschaft an den ÜNB zu erreichen, ist eine (einfach-)gesetzlich zu beschließende (Legal-)Enteignung von deren aktuellen privaten Eigentümern. Allerdings erreichen die Nachteile einer privaten Eigentümerschaft der ÜNB – wie auch bereits in Beckers et al. (2014, S. 250 f.) thematisiert – derzeit nicht das Ausmaß, welches – nicht nur grundsätzliche (institutionen-)ökonomische Bedenken, sondern auch die rechtliche Komplexität bezüglich Enteignungslösungen sowie die alleine schon durch einen Anpassungsbedarf auf der bundesgesetzlichen Normebene bedingten politischen Transaktionskosten (in Form von Durchsetzungskosten) berücksichtigend – den Rückgriff auf Enteignungslösungen vorteilhaft erscheinen lässt.[203] Unabhängig davon kann im Übrigen nicht ausgeschlossen werden, dass die Defizite privater Eigentümerschaft aus verfassungsrechtlicher Sicht eine ausreichende Rechtfertigung dafür darstellen könnten, eine Enteignung anzustreben bzw. umzusetzen.[204] Auch könnte Art. 15 GG als verfassungsrechtliche Grundlage einer Überführung von Stromübertragungsnetzen in öffentliche Eigentümerschaft in Frage kommen, deren Anforderungen hinsichtlich der Voraussetzungen und Rechtsfolgen (Entschädigungshöhe) sogar geringer sein dürfte als die aus Art. 14 Abs. 3 GG für die Enteignung folgenden. Da hier andere Lösungen im Vordergrund stehen sollen, werden diese verfassungsrechtlichen Optionen aber nicht weiter behandelt.

Ausübung eines Vorkaufsrechts eine (vollständige oder teilweise) Erstattung der Kosten vorzunehmen hätte, die bei alternativen „Kaufwilligen“ zur Vorbereitung der Transaktion angefallen sind. Eine verfassungsrechtliche Notwendigkeit für eine derartige Kostenerstattung ist jedoch nicht ersichtlich und ist auch bei bestehenden Vorkaufsrechten z. B. nach dem BauGB (§§ 24 ff.) nicht vorgesehen. Aus Sicht des Bundes könnte die Gefahr bestehen, dass bisherige Eigentümer der ÜNB mit „Strohmännern“ agieren, die eine Kaufbereitschaft bezüglich ÜNB-Anteilen anzeigen und hierfür überhöhte (Kauf-)Preise bieten, was eine Nutzung von Vorkaufsrechten durch den Bund entsprechend verteuern würde. Dieser Strategie könnte u. U. in einer sinnvollen Weise entgegengewirkt werden, indem Obergrenzen für vom Bund zu zahlende Kaufpreise für ÜNB-Anteile vorgesehen werden (vgl. z. B. § 28 Abs. 3 BauGB: Verkehrswert anstatt vereinbartem Kaufpreis, wenn dieser „den Verkehrswert in einer dem Rechtsverkehr erkennbaren Weise deutlich überschreitet“). Die Frage der Festsetzung derartiger Obergrenzen erfordert jedoch vertiefte ökonomische Analysen, die in dieser Studie nicht durchgeführt werden können. Dies gilt auch für rechtliche Analysen, die zur Frage der Etablierung derartiger Obergrenzen noch durchgeführt werden sollten.

[202] Siehe nur BVerwG, B. v. 07.03.1996 – 4 B 18/96, NVwZ-RR 1996, S. 500 mit weiteren Nachweisen.

[203] Implizit berücksichtigt diese Aussage im Übrigen auch im Folgenden noch betrachtete „mildere Mittel“, den Defiziten der aktuell bestehenden weitgehenden privaten Eigentümerschaft an den ÜNB zu begegnen.

[204] Einer entsprechenden Aussage von Beckers et al. (2014, S. 250 f.) ist insofern zuzustimmen. Zu den dort vorgenommenen verfassungsrechtlichen Analysen mit Bezug zur Frage einer Enteignung von ÜNB bzw. deren Eigentümern ist im Übrigen kritisch anzumerken, dass – anders als in Beckers et al. (2014, S. 241 f.) dargestellt – die zu geringe Festsetzung der Entschädigungshöhe bei einer (Legal-)Enteignung nicht dazu führt, dass das Enteignungsgesetz nichtig bzw. die Enteignung rechtswidrig ist. Sowohl bei der Legal- als auch bei der Administrativenteignung dürften jeweils „Reparaturmöglichkeiten“ bestehen.

EINFACHGESETZLICHE REFORMOPTIONEN HINSICHTLICH EINER ÖFFENTLICHEN EIGENTÜMERSCHAFT BZW. EIGENKAPITALBEREITSTELLUNG IM ZUSAMMENHANG MIT KAPAZITÄTSERWEITERUNGSINVESTITIONEN

Wie in Beckers et al. (2014, S. 248 ff.) thematisiert, könnte eine Option zur Bereitstellung von Eigenkapital für Investitionen in die Übertragungsnetze durch den Bund (und nicht durch private Investoren) darin bestehen, Kapazitätserweiterungsinvestitionen einem neu zu gründenden (fünften) ÜNB im Eigentum des Bundes zuzuweisen. Auf diesem Weg könnte bei einer Gesamtbetrachtung der öffentliche Eigentumsanteil an den Stromübertragungsnetzen erhöht werden. Die grundsätzlich positive Beurteilung dieser Option in Beckers et al. (2014) ist kompatibel mit den Analysen in Abschnitt 4.1.2.1. Relevante verfassungsrechtliche Bedenken hinsichtlich dieser Option sind bei entsprechend klarer gesetzlicher Ausgestaltung nicht erkennbar.

Um im Bereich der Leistungserstellung Synergieeffekte zu erreichen, könnte erwogen werden, die Betriebsführung bezüglich der Assets, die dem neu gegründeten öffentlichen ÜNB zugeordnet werden, durch (einfach-)gesetzliche Regelungen den vier bereits bestehenden (privaten) ÜNB zu übertragen.[205] Derartige Aufgabenübertragungen wären bei den Vergütungsfestsetzungen für die Leistungserbringung durch die einzelnen bestehenden vier ÜNB im Rahmen der (Anreiz-)Regulierung zu berücksichtigen und würden zu entsprechenden Mehreinnahmen für diese ÜNB führen. Aus verfassungsrechtlicher Sicht sind (auf der Grundlage einer ersten grundsätzlichen Prüfung) keine relevanten Argumente erkennbar, die einer derartigen Zuordnung von Betriebsführungsaufgaben bei angemessenem finanziellem Ausgleich entgegenstehen würden.

Alternativ wäre denkbar, nicht einen neuen öffentlichen ÜNB zu gründen und diesem einzelne der Kapazitätserweiterung dienende Anlagen zu übertragen, in die zu investieren ist, sondern vielmehr diese Anlagen dem jeweils für die Betriebsführung vorgesehenen ÜNB zuzuordnen, aber diesen (und damit jeden einzelnen der vier bestehenden ÜNB) zu verpflichten, vom Bund bereitgestelltes Eigenkapital in dem Umfang zu nutzen, wie dies gemäß der Kapitalstruktur des entsprechenden ÜNB erforderlich ist, um diese Kapazitätserweiterungsinvestitionen zu finanzieren. Damit einhergehend würde der Bund auch eine Position als (Co-)Eigentümer an den einzelnen ÜNB (bzw. an den drei ÜNB, an denen er noch keine Anteile hält) einnehmen sowie diese in dem Maße, wie die Kapazität des Übertragungsnetzes erhöht wird, nach und nach ausbauen können. Aus verfassungsrechtlicher Sicht könnte sich diese Variante als eine Art der staatlichen Zwangsbeteiligung an den ÜNB erweisen, an die die gleichen Anforderungen zu stellen sind wie an eine (Teil-)Enteignung. Hier sind zwar keine unüberwindlichen verfassungsrechtlichen Hürden ersichtlich, jedoch erscheint hierzu eine vertiefte juristische Analyse empfehlenswert. Aus (institutionen-)ökonomischer Sicht erscheint diese Option, Kapazitätserweiterungsinvestitionen bei den Stromübertragungsnetzen mit (Eigen-)Kapital des Bundes zu finanzieren und den Eigentumsanteil des Bundes an den Stromübertragungsweisen zu erhöhen, besonders interessant.

[205] Dabei würde es sich anbieten, im Einzelfall denjenigen der bestehenden vier ÜNB dafür auszuwählen, die Betriebsführung für eine der Kapazitätserweiterung dienenden neuen Anlage zu übernehmen, in dessen durch die Regelzonen definiertes (örtliches) Tätigkeitsgebiet diese Anlage liegt. Ergänzend könnten auch die Möglichkeiten zur Einbindung derartiger neuer Anlagen in die bisherigen Netzstrukturen der einzelnen (bereits bestehenden vier) ÜNB berücksichtigt werden.

ERGÄNZENDE FRAGEN DER EIGENTÜMERSCHAFT BZW. EIGENKAPITALBEREITSTELLUNG MIT BEZUG ZUM BESTANDSNETZ

Denkbar ist ferner, die vorstehend präsentierten Überlegungen bezüglich Kapazitätserweiterungsinvestitionen ebenfalls auf Ersatzinvestitionen im Bereich des Bestandsnetzes anzuwenden. Zunächst ist die Option erkennbar, einerseits Betriebsführungsaufgaben weiterhin den bestehenden vier ÜNB zuzuordnen, aber andererseits die Aufgabe der Finanzierung der Ersatzinvestitionen (im Sinne einer Kapitalbereitstellung) und damit einhergehend die eigentumsrechtliche Zuordnung der Anlagegüter dem neuen (fünften) ÜNB im Eigentum des Bundes zu übertragen. Alternativ könnte wiederum die Option in Betracht gezogen werden, die einzelnen ÜNB zu verpflichten, vom Bund bereitgestelltes Eigenkapital in dem Umfang zu nutzen, wie dies gemäß der Kapitalstruktur des entsprechenden ÜNB erforderlich ist, um die Ersatzinvestitionen zu finanzieren. Damit einhergehend würde nicht nur der relative, sondern auch der absolute Eigentumsanteil der bisherigen privaten Eigentümer an den ÜNB nach und nach zurückgehen. Die ÜNB würden (sehr) langfristig gesehen vollständig in das Eigentum des Bundes übergehen. Aus institutionenökonomischer Sicht ist der „Charme“ dieses Vorgehens, dass es relativ unkompliziert gelingen kann, einerseits berechtigte wirtschaftliche Positionen der aktuellen privaten Eigentümer der ÜNB angemessen zu beachten, die in der Vergangenheit – wie in Beckers et al. (2014, S. 87 f. und 239 f.) thematisiert – spezifisch investiert haben, aber andererseits auch auf eine mit relativ geringen Transaktionskosten verbundene Weise (zumindest langfristig) eine öffentliche Eigentümerschaft zu erreichen. Damit korrespondierend weist eine erste vorläufige verfassungsrechtliche Prüfung dieser Option darauf hin, dass gegen sie keine verfassungsrechtlichen Bedenken bestehen, die nicht oder nur auf eine sehr komplizierte und / oder risikobehaftete Weise überwunden werden könnten. Allerdings sollte dies unbedingt im Rahmen vertiefter Analysen noch genauer beleuchtet werden.

FAZIT

Abschließend kann festgehalten werden, dass eine öffentliche Eigentümerschaft an ÜNB Vorteile aufweisen würde, aber dass es eine Herausforderung darstellt, von der derzeitigen weit überwiegend privaten Eigentümerschaft dorthin zu gelangen. Ein „Herauskaufen“ der derzeitigen privaten Eigentümer der ÜNB kann aufgrund von zu hohen Preisvorstellungen u. U. nicht sinnvoll und auch unabhängig davon mit Problemen behaftet sein. Daher sollte ernsthaft in Betracht gezogen werden, (einfach-)gesetzliche Regelungen zu etablieren, die dem Bund das Recht geben, für Kapazitätserweiterungs- und ggf. auch Ersatzinvestitionen im Bereich der ÜNB die Kapitalbereitstellung zu übernehmen und damit einhergehend eine Position als Eigentümer von ÜNB einzunehmen und (nach und nach) auszubauen. Unabhängig davon sollte für den Bund ein gesetzliches Vorkaufsrecht für Anteile an den ÜNB vorgesehen werden. Auch die Etablierung des in Abschnitt 4.1.1 vorgestellten Kapitaltrennungsmodells im Rahmen einer Reform der Anreizregulierung ist empfehlenswert und mit den vorstehend vorgeschlagenen Reformen bezüglich der Finanzierung und Eigentümerschaft kompatibel.[206] Abschließend angemerkt

[206] Allerdings ist anzumerken, dass die Rationalität für die Inkaufnahme der Transaktionskosten, die mit einer Regulierungsreform und der Etablierung des Kapitaltrennungsmodells einhergehen, grundsätzlich abnimmt, wenn eine baldige (zumindest weitgehende) Übernahme der ÜNB in öffentliche Eigentümerschaft gelingen sollte bzw. zu erwarten wäre. Auch im Falle einer öffentlichen Eigentümerschaft der ÜNB hat deren externe Regulierung übrigens eine Rationalität, die dann allerdings vor allem – siehe hierzu z. B. Beckers et al. (2014, S. 222) – darin besteht, dass sie (die Regulierung) Element eines Systems von „Checks and Balances“ im öffentlichen Bereich ist.

sei, dass die im Rahmen dieses Abschnitts betrachteten Optionen zur (Eigen-)Kapitalbereitstellung für Investitionen in die Stromübertragungsnetze und zur Erreichung bzw. zum Ausbau von Eigentumspositionen des Bundes bei den ÜNB ergänzenden verfassungsrechtlichen Analysen unterzogen werden sollten. Außerdem sollten diese Optionen auch noch aus einer unionsrechtlichen Perspektive beleuchtet werden.

4.3 Zentrale Anlagen eines zukünftigen Wasserstoffsystems

Wie u. a. in den Abschnitten 3.3.1.3.1 und 3.3.1.4 thematisiert, besteht aktuell noch eine Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Bedeutung und (technisch-systemischen) Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems als Bestandteil des Energiesystems. In diesem Kontext werden derzeit und in der nahen Zukunft Investitionsentscheidungen bezüglich wesentlicher Anlagen eines Wasserstoffsystems, die noch von dieser Unsicherheit betroffen sein dürften, vor allem im Rahmen öffentlicher Planungsregime getroffen und die Finanzierung wird ebenfalls über öffentliche (Finanzierungs-)Regime sichergestellt. Gemäß der Analyseergebnisse in Abschnitt 3.3.1.4 werden für die Fällung der Kapazitätsentscheidungen hinsichtlich zentraler Anlagen eines Wasserstoffsystems allerdings auch zukünftig öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime zu empfehlen sein. Vor diesem Hintergrund erfolgen in diesem Abschnitt Analysen zu Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregimen für verschiedene Anlagenbereiche eines zukünftigen Wasserstoffsystems (wie vor allem das Pipeline-Netz sowie ferner Elektrolyseure, Speicher, Rückverstromungskraftwerke und Importanlagen).

4.3.1 Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz

Öffentlicher Infrastrukturbetreiber als (zumindest langfristig anzustrebende) Vorzugslösung

Bei einem Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz bietet es sich – an die Analysen zu Planungs- und Finanzierungsregimen in den Abschnitten 3.3.1.3.1 und 3.3.1.4 anknüpfend und die Ergebnisse der grundlegenden (institutionen-)ökonomischen Analysen in Abschnitt 4.1 aufgreifend – an, zumindest langfristig eine öffentliche Eigentümerschaft bezüglich des Infrastrukturbetreibers vorzusehen, der für die Umsetzung der im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Kapazitätsentscheidungen zuständig ist. Um dies zu erreichen, stehen u. a. die beiden folgend betrachteten Vorgehensoptionen zur Verfügung, die sich recht deutlich voneinander unterscheiden.

Erste Vorgehensoption: Kurzfristige Etablierung eines öffentlichen Infrastrukturbetreibers

Bei der ersten Vorgehensoption ist von Anfang an ein öffentlicher Infrastrukturbetreiber für die Umsetzung der im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität zuständig. Neu errichtete Pipelines befinden sich direkt im Eigentum dieses Infrastrukturbetreibers. Bei Wasserstoff-Pipelines, die durch Umrüstung von aktuell noch zum Transport von Erdgas genutzten Pipelines entstehen (sollen), bestehen mehrere Möglichkeiten, um diese – zumindest langfristig – in das Eigentum des öffentlichen Infrastruktureigentümers zu überführen. Zum Beispiel könnte eine umgehende gesetzliche Enteignung der bisherigen Eigentümer vorgesehen werden, die angemessen zu entschädigen wären. Ferner wäre aber auch denkbar, den bisherigen Eigentümern bis zum Ende der ursprünglich geplanten wirtschaftlichen Lebensdauer der Erdgas-Pipelines

Vergütungs- bzw. Kompensationszahlungen in Anlehnung an das bisherige Regulierungsregime zukommen zu lassen, aber diese Pipelines jetzt schon dem neuen (öffentlichen) Infrastrukturbetreiber für das Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz zur Nutzung (und in diesem Zusammenhang dann zunächst für den erforderlichen Umbau) zur Verfügung zu stellen. Nach Ablauf dieser ursprünglich vorgesehenen wirtschaftlichen Lebensdauer würden die Anlagen dann in das Eigentum des öffentlichen Infrastrukturbetreibers übergehen. Diese (und auch weitere denkbare ähnliche) Ansätze wären im Übrigen recht unkompliziert so ausgestaltbar, dass sie aus verfassungsrechtlicher Sicht als „unbedenklich" anzusehen sind. Je nach genauer Ausgestaltung könnte es sich bezüglich des „Rests" an Eigentum, der am Ende der vorgesehenen wirtschaftlichen Lebensdauer verbleibt und an den öffentlichen Infrastrukturbetreiber übergeht, um eine „gestreckte" Enteignung handeln, die dann entsprechend den verfassungsrechtlichen Anforderungen aus Art. 14 Abs. 3 GG vorzunehmen wäre.

Die Beauftragung von Zulieferern und weiteren Auftragnehmern, die eine zentrale Rolle bei der Errichtung bzw. dem Umbau der Pipelines spielen, kann durchaus als eine herausfordernde, aber letztendlich doch umsetzbare Aufgabe angesehen werden. Ggf. könnte es sinnvoll sein, dass der öffentliche Infrastrukturbetreiber mit diesen Akteuren z. T. auch langfristige Verträge abschließt und diesen neben der Errichtung temporär auch Wartungs- und Betriebsaufgaben überträgt.

Diese erste Vorgehensoption hätte den Vorteil, dass die öffentliche Hand kurzfristig in ihrem Einflussbereich umfangreich über technisch-systemisches Wissen bezüglich des Wasserstoffsystems verfügen würde. In diesem Zusammenhang könnte ihr (öffentlicher) Infrastrukturbetreiber einen wichtigen Beitrag dabei leisten, Aufgaben bezüglich der übergreifenden Systemintegration, also hinsichtlich der Koordination im gesamten Wasserstoffsystem, adäquat wahrzunehmen.[207]

ZWEITE VORGEHENSOPTION: LANGFRISTIGE ETABLIERUNG EINES ÖFFENTLICHEN INFRASTRUKTURBETREIBERS

Bei der zweiten Vorgehensoption würden mit der Umsetzung von im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Kapazitätsentscheidungen zunächst private Infrastrukturbetreiber beauftragt, die jeweils Bestandteile eines zukünftigen Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes realisieren würden. Dies könnte z. B. einerseits neue, (mehr oder weniger) „auf der grünen Wiese" entstehende Projekte betreffen, die ggf. neben Pipelines verschiedene weitere Anlagen (wie Elektrolyseure und Speicher) umfassen und mit denen dann u. U. in integrierter Weise Elemente eines zukünftigen Wasserstoffsystems im kleinen Maßstab errichtet würden. Andererseits könnte es sich bei den privaten Infrastrukturbetreibern um Eigentümer von Erdgas-Pipelines handeln, die diese zu Wasserstoff-Pipelines umbauen.

Bei dieser zweiten Vorgehensoption bietet es sich an, vertraglich oder gesetzlich „Call-Optionen" zu definieren, die der öffentlichen Hand zu grundsätzlich ex ante festgesetzten Konditionen erlauben, die Wasserstoff-Pipelines zukünftig in ihr Eigentum (bzw. in das Eigentum eines öffentlichen Infrastrukturbetreibers) zu übernehmen. Die Ausgestaltung derartiger Call-Optionen und des öffentlichen Finanzierungsregimes, welches für die Realisierung von Pipelines für ein zukünftiges Wasserstoff-Pipeline-

[207] Vgl. Beckers / Gizzi / Kreft (2015, S. 11) für ähnliche Überlegungen mit Bezug zu dem Szenario der Etablierung einer Wasserstoff-Infrastruktur für die Nutzung des Energieträgers Wasserstoff im Straßenverkehr.

Basisnetz vorzusehen ist, kann bzw. sollte integriert erfolgen.[208] Auch hinsichtlich dieser zweiten Vorgehensoption sind keine grundsätzlichen verfassungsrechtlichen Bedenken erkennbar. Dabei würde es aus verfassungsrechtlicher Sicht darauf ankommen, das Finanzierungsregime und die Call-Optionen in der Weise von Beginn an miteinander zu verknüpfen, dass mit der „Zustimmung" zum Finanzierungsregime (etwa bei der Inanspruchnahme von Fördermitteln) eine Zustimmung zur Call-Option einhergeht, so dass mit der Nutzung der Call-Option kein Eingriff in Rechte der Infrastrukturbetreiber verbunden ist. Durch das zukünftige Ausüben der Call-Optionen kann dann nicht nur eine öffentliche Eigentümerschaft an dem Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz erreicht werden, sondern auch eine dauerhaft zersplitterte Betreiberstruktur vermieden werden, welche der Realisierung von Synergieeffekten entgegenstehen würde.[209]

Vergleich der beiden Vorgehensoptionen bzw. Hinweis auf weiteren Analysebedarf

Eine relative Beurteilung der beiden vorgestellten Vorgehensoptionen zum Aufbau eines Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes, welches zumindest langfristig einem im Eigentum des Bundes stehenden (öffentlichen) Infrastrukturbetreiber gehört, kann an dieser Stelle nicht erfolgen. Hierfür wären tiefergehende Analysen erforderlich, die in dieser Studie nicht geleistet werden können. In diesen Untersuchungen wären neben ökonomischen sowie verfassungsrechtlichen und das nationale Energierecht betreffenden auch unionsrechtliche Fragen genauer zu betrachten.

4.3.2 Weitere Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems

Infrastrukturanlagen zur Abdeckung der Residuallast im Stromsystem

Auch für Infrastrukturanlagen jenseits der Pipelines, die in einem zukünftigen Wasserstoffsystem der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienen, sollten gemäß den Analysen in Abschnitt 3.3.1.3.1 öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime vorgesehen werden. Hierbei kann es sich um Anlagen in verschiedenen Bereichen handeln und zwar um Elektrolyseure, Speicher und (Rückverstromungs-)Kraftwerke sowie ggf. auch Importanlagen. Aufgrund der Abhängigkeit des Stromsystems von diesen Anlagen sprechen grundsätzlich gewichtige Argumente dafür, dass (langfristig betrachtet) zumindest umfangreich von der öffentlichen Hand bereitgestelltes Kapital zur Finanzierung von Investitionen einbezogen wird und sich ggf. auch Infrastrukturbetreiber im öffentlichen Eigentum befinden.

Bereits kurzfristig könnte in Betracht gezogen werden, dass ein öffentlicher Infrastrukturbetreiber (analog zu der in Abschnitt 4.3.1 betrachteten ersten Vorgehensoption) die Zuständigkeit für die Umsetzung eines Teils der Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazitäten in den einzelnen Anlagenbereichen übernimmt. Dies würde – wie bereits im vorstehenden Abschnitt 4.3.1 mit Bezug zu einem öffentlichen Betreiber für ein Pipeline-Basisnetz thematisiert – den Aufbau technisch-systemischen Knowhows auf öffentlicher Seite fördern und damit einhergehend die adäquate Wahrnehmung von Aufgaben

[208] Eine gesetzliche Definition derartiger Call-Optionen kann im Übrigen in besonderer Weise geeignet sein, um den zukünftigen Übergang der Pipelines in öffentliches Eigentum zu regeln, die derzeit bereits bestehen, aber den für den Erdgastransport zuständigen Fernleitungsbetreibern gehören.

[209] Call-Optionen können in dieser Konstellation alternativ auch als „Drohmittel" dienen, um eine Einigung im Rahmen von Verhandlungen der öffentlichen Hand bzw. des öffentlichen Infrastrukturbetreibers mit den einzelnen privaten Infrastrukturbetreibern zu erreichen.

bei der Systemintegration unterstützen. Mit Zulieferern und weiteren Auftragnehmern dürfte es sich in der Anfangszeit wohl ebenfalls z. T. anbieten, langfristige Vertragsbeziehungen zu etablieren.

Der Einbezug dezentralen Wissens dürfte bei den in diesem Abschnitt betrachteten Anlagegütern jedoch vor allem kurz- und mittelfristig eine deutlich größere Rolle spielen als bei dem (im vorangegangenen Abschnitt 4.3.1 thematisierten) Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz. Damit einhergehend liegen zumindest bezüglich (Rückverstromungs-)Kraftwerken und ggf. auch Elektrolyseuren, bei welchen im Vergleich zu Speichern und Importanlagen relativ viele Standortoptionen bestehen dürften, deutlich mehr Argumente als im Bereich des Pipeline-Basisnetzes dafür vor, mit der Umsetzung öffentlich gefällter Kapazitätsentscheidungen zunächst auch private Infrastrukturbetreiber zu beauftragen. Es würde sich anbieten, diesen Einbezug privater Infrastrukturbetreiber entweder im Rahmen langfristiger Verträge zu regeln oder alternativ gesetzliche Regelungen zu etablieren, die den Rahmen für die langfristige Beziehung zwischen den Infrastrukturbetreibern als Agenten und der öffentlichen Hand als Prinzipal bilden. Wiederum sollten Call-Optionen vorgesehen werden, die dann eine langfristige Übernahme von Infrastrukturanlagen und Betreiberunternehmen in eine öffentliche Eigentümerschaft zu ex ante definierten Konditionen auf eine mit geringen Transaktionskosten verbundene Weise ermöglichen würden. Inwieweit der öffentlichen Hand zukünftig eine Nutzung derartiger Call-Optionen im Einzelfall empfohlen werden kann, dürfte im Übrigen auch davon abhängen, welche Rolle ein zukünftiges Wasserstoffsystem im Allgemeinen sowie einzelne Anlagenbereiche und konkrete Anlagen im Speziellen für die Abdeckung der Residuallast im Stromsystem tatsächlich spielen werden.

Weitere Infrastrukturanlagen des Wasserstoffsystems

Auch die Bereitstellung von Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems jenseits des Pipeline-Basisnetzes, die nicht der (zukünftigen) Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienen, wird – wie in Abschnitt 3.3.1.4.1 thematisiert – zumindest erheblich von der öffentlichen Hand beeinflusst werden. In diesem Zusammenhang kann dann zukünftig – Grundgedanken der Darstellungen in Abschnitt 4.1 aufgreifend – eine Rationalität für eine öffentliche Unterstützung der Kapitalaufnahme zur Investitionsfinanzierung und u. U. auch für eine öffentliche (Co-)Eigentümerschaft an Infrastrukturbetreibern bestehen. Genauere Analysen hierzu sind aktuell im Kontext der bestehenden Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Rolle von Wasserstoff im Energiesystem jedoch kaum sinnvoll durchführbar. Wenn derzeit Argumente dafür erkennbar sind, dass eine öffentliche Eigentümerschaft an Infrastrukturanlagen und -betreibern zukünftig vorteilhaft sein könnte, kann es sich in diesem Kontext für die öffentliche Hand möglicherweise anbieten, eine kurzfristige Gewährung von finanziellen Zuschüssen o. Ä. an private Investoren im Rahmen öffentlicher (Planungs- und) Finanzierungsregime damit zu verbinden, gewisse zukünftige Rechte (z. B. in Form von Call-Optionen bezüglich des Eigentums) einzufordern.

Verweis auf weiteren (und vor allem rechtlichen) Analysebedarf

Anzumerken ist, dass die Überlegungen in diesem Abschnitt 4.3.2 diverse rechtliche und vor allem auch unionsrechtliche Fragen aufwerfen. Diese können jedoch nicht in dieser Studie untersucht werden und sind insofern im Rahmen zukünftiger Analysen zu betrachten. Aber auch ökonomische Fragen bezüglich der Kapitalbereitstellung und der Eigentümerschaft von Infrastrukturanlagen eines zukünftigen

Wasserstoffsystems jenseits des Pipeline-Basisnetzes konnten in diesem Abschnitt nur sehr grob beleuchtet werden.

5 Zusammenfassung und Fazit

Mit Bezug zur Planung und Finanzierung der Energieinfrastrukturen wurde im Rahmen der (institutionen-)ökonomischen und juristischen Analysen in dieser Studie umfangreicher Reformbedarf identifiziert, um das Ziel einer effektiven und effizienten Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität erreichen zu können. So sollte zunächst eine Systementwicklungsplanung (SEP) eingeführt werden, die auf Ebene des Gesamtsystems Koordinationsfragen im Kontext der Sektorenkopplung adressiert, die von höchster Bedeutung sind. Kernaspekte, die es mit Bezug zu einer solchen SEP festzuhalten gilt, sind insbesondere folgende:

- Um den grundsätzlich Koordinationsbedarf im Gesamtsystem im Hinblick auf dessen Transformation zur Klimaneutralität effektiv und effizient zu adressieren, ist eine Zentralisierung von Wissen und die Entwicklung von Strategien zur Durchführung dieser Koordination im Rahmen einer im Verantwortungsbereich der öffentlichen Hand auf zentraler (Bundes)Ebene erfolgenden Planung geboten. Diese muss auf die Identifikation von aus einer Gesamtsystemsicht und insofern aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhafte Koordinationsentscheidungen ausgerichtet sein. Dabei sind nicht nur der Endzustand nach erfolgtem Energiesystemumbau und somit alternative Zielbilder zu berücksichtigen, sondern auch die (unterschiedlichen) Wege zu untersuchen, wie vom heutigen System ausgehend dieser Endzustand erreicht werden kann.
- Technisch-systemische Analysen zu Transformations-Szenarien können als wesentliche Elemente der im Rahmen einer SEP durchzuführenden Untersuchungen angesehen werden. Die relative Bewertung von im Rahmen derartiger Analysen betrachteten Transformations-Szenarien dürfte sich allerdings oftmals schwierig gestaltet. Dies gilt nicht zuletzt, weil Wissenszuwächse (hinsichtlich Umweltbedingungen einerseits sowie bezüglich methodischer Fragen bei der Analyse von Transformations-Szenarien andererseits) erfolgen werden, die zu einer „Verschiebung“ der relativen Eignung von Transformations-Szenarien führen können. Entscheidungstheoretische Erkenntnisse zeigen vor diesem Hintergrund an, dass die Verzögerung von Entscheidungen bezüglich der Auswahl eines anzustrebenden Transformations-Szenarios bzw. das Verzögern der Umsetzung von (in einzelnen oder auch in mehreren Transformations-Szenarien „enthaltenen“) Maßnahmen bei zu erwartendem Wissenszuwachs Vorteile aufweisen kann, was die damit einhergehenden Nachteile übersteigen und insofern sinnvoll sein kann. Infolgedessen ist es auch nicht zielführend, eine SEP nur einmalig durchzuführen, sondern vielmehr hat diese dann ein während der die kommenden Jahrzehnte andauernden Transformation regelmäßig zu durchlaufender Planungsprozess zu sein; hiervon wird folgend ausgegangen.
- Unter Berücksichtigung verschiedener denkbarer Transformations-Szenarien können als Folge des aufgezeigten (entscheidungstheoretisch fundierten) Vorgehens Maßnahmen bzw. Maßnahmenbündel abgeleitet werden, die bereits kurzfristig umgesetzt werden sollten bzw. müssen, wenn die auf Klimaneutralität ausgerichtete Transformation des Energiesystems im politisch beschlossenen Zeitrahmen umgesetzt werden soll. Dabei ist in Betracht zu ziehen, auch Maßnahmen zu berücksichtigen, die zwar nicht für alle (noch) in Erwägung gezogenen Transformations-Szenarien (mehr oder weniger) erforderlich sind, aber Optionen schaffen bzw. erhalten und insofern eine Verzögerung von Auswahlentscheidungen zwischen

Transformations-Szenarien ermöglichen. Die Inkaufnahme damit einhergehender (Zusatz-)Kosten kann u. a. vorteilhaft sein, um Wissenszuwächse hinsichtlich der Eignung von Transformations-Szenarien abwarten und dann bei (zukünftigen) Entscheidungen adäquat berücksichtigen zu können. Vor diesem Hintergrund können Strategien bezüglich der Systemtransformation definiert werden, die erstens eine Offenheit für bestimmte Transformations-Szenarien aufweisen, denen allen (noch) das Potential zugeschrieben wird, dass sie zukünftig als das bevorzugte Transformations-Szenario eingestuft und als anzustrebendes Zielbild „auserwählt" werden, und zweitens (mehr oder weniger konkrete) Maßnahmen anzeigen, die kurzfristig realisiert werden sollten. Derartige Maßnahmen, die regelmäßig nicht konkrete Einzelinvestitionen, sondern eher Investitionserfordernisse bezüglich der Wahrnehmung grundsätzlicher Funktionen im Energiesystem adressieren dürften, werden sich nicht zuletzt auch auf den Infrastrukturbereich und vor allem die Netzinfrastrukturen auf zentraler Ebene beziehen, können aber auch die dezentrale Ebene des Energiesystems oder Nachfragebereiche betreffen, die in aggregierter Form betrachtet werden. Es bietet sich an, dass die Zusammenstellung derartiger Maßnahmen in einem Plan erfolgt, der als „Systemanpassungsplan" (SAP) bezeichnet werden kann. Dieser SAP ist als integraler Bestandteil einer Strategie zur Systemtransformation, auch als „Systementwicklungsstrategie" (SES) bezeichnet, anzusehen, die auch die zu dem entsprechenden Zeitpunkt (noch) bestehende Offenheit bezüglich bestimmter Transformations-Szenarien anzeigt. In einem SAP sollten im Übrigen auch Maßnahmen aufgezeigt werden, die eine Spezifität bezüglich lediglich einzelner der in Betracht gezogenen Transformations-Szenarien aufweisen und in diesem Kontext (zumindest) vorläufig nicht umgesetzt werden sollten.

- Es erscheint empfehlenswert, dass eine derartige SES darauf hinweist, welche Wissenszuwächse erforderlich bzw. hilfreich sind, um zukünftig in einer verbesserten Weise die Eignung der (noch) „zur Verfügung stehenden" Transformations-Szenarien beurteilen sowie damit einhergehend möglicherweise die Anzahl der weiterhin in Betracht zu ziehenden Szenarien reduzieren oder sich eventuell sogar für eines der Szenarien entscheiden zu können. Auch denkbar ist unter Berücksichtigung der zwischenzeitlichen Wissenszuwächse die zukünftige Entwicklung und Beurteilung weiterer, alternativer Transformations-Szenarien. Ferner sollte eine Systementwicklungsstrategie auf risikobehaftete Größen hinweisen, die u. U. beeinflusst werden können, um die Eignung von Szenarien zu erhöhen und damit die Kosten der Transformation zu senken.
- Für den Regelprozess einer SEP sollte auf einfachgesetzlicher Ebene ein institutioneller Rahmen geschaffen werden, der nicht zuletzt das adäquate Zusammenspiel von fachlicher und politischer Aufgabenwahrnehmung regelt sowie Vorgaben bezüglich einer umfassenden Transparenz etabliert. Eine Umsetzung der Ergebnisse von SEP und damit einhergehend auch eine möglichst hohe intertemporale Konsistenz der verfolgten Strategie bei der Transformation des Energiesystems in Richtung Klimaneutralität kann jedoch durch einen derartigen institutionellen Rahmen nicht erzwungen werden. Allerdings kann ein (geeignet ausgestalteter) institutioneller Rahmen dazu beitragen, dass die Ergebnisse von SEP eine hohe Akzeptanz aufweisen und es einen (möglichst breiten) gesellschaftlichen Konsens bezüglich des Vorgehens bei der

Systemtransformation gibt. Auf diese Weise kann der institutionelle Rahmen letztendlich doch einen Beitrag dazu leisten, dass die Ergebnisse von SEP umgesetzt werden.

- Aus dem Verfassungsrecht ergeben sich keine prinzipiellen Hindernisse für die Etablierung einer Systementwicklungsplanung. Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes folgt aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft, Energiewirtschaft). Die Verwaltungskompetenz, die für die Wahrnehmung der exekutiven Planungsaufgaben erforderlich ist, folgt aus Art. 87 Abs. 3 Satz 1 GG, was allerdings ein Bundesgesetz voraussetzt. Deshalb folgt aus dieser Verfassungsnorm ein zwingender verfassungsrechtlicher Grund dafür, dass die SEP nur durch Bundesgesetz etabliert werden kann. Die nähere gesetzliche Ausgestaltung der SEP wird – zumindest mittelbar und in einer mittelfristigen Perspektive – erhebliche Bedeutung für die Grundrechte der in der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen (Erzeuger, Netzbetreiber) und der Energieverbraucher haben. Da der parlamentarische Gesetzgeber „in grundlegenden normativen Bereichen, zumal im Bereich der Grundrechtsausübung, soweit diese staatliche Regelung zugänglich ist, alle wesentlichen Entscheidungen selbst zu treffen“ hat, folgt auch aus dieser Grundrechtsrelevanz die Notwendigkeit, die Grundzüge der SEP gesetzlich auszugestalten. In diesem Zusammenhang ist weiterhin festzuhalten, dass das öffentliche Interesse an einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung geeignet ist, auch erhebliche Grundrechtseingriffe zu rechtfertigen. Für die gesetzliche Ausgestaltung einer SEP folgt daraus ein erheblicher Gestaltungsspielraum, der auch erhebliche Grundrechtseingriffe umfassen kann.
- Grundsätzliche Hindernisse für eine nationale planerische Steuerung der Energieinfrastruktur mittels einer SEP bestehen auch aus der Perspektive des Unionsrechts nicht. Weder die Grundfreiheiten (Warenverkehrs-, Dienstleistungsfreiheit) noch die einschlägigen energierechtlichen Verordnungen und Richtlinien der Union enthalten verbindliche Vorgaben, zu denen eine SEP grundsätzlich in Widerspruch steht. Das gilt auch dann, wenn die SEP mittelfristig dazu führen würde, dass die Fernleitungen für den Erdgastransport um- oder zurückgebaut und für den Verkehr mit der Ware Erdgas nicht mehr zur Verfügung stünden. Letztlich beruht diese Offenheit des Unionsrechts für eine mitgliedstaatliche Entwicklungsplanung des Energiesystems auf der Vorschrift des Art. 194 Abs. 2 UA 2 AEUV, wonach die Maßnahmen der Union zur Verwirklichung ihrer Energiepolitik nicht das Recht eines Mitgliedstaates berühren, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen.

Anknüpfend an eine SEP sind (detailliertere) Planungs- und Finanzierungsregime für die einzelnen Energieinfrastrukturen zu gestalten. Dabei wurde in dieser Studie zwischen den Energieinfrastrukturen auf dezentraler Ebene, über die vornehmlich die Haushalte und sonstigen „kleineren“ Energieendabnehmer an das Energiesystem angeschlossen sind, einerseits und den Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene, die vor allem die dem überregionalen (Fern-)Transport von Energie dienenden Netzinfrastrukturen sowie die größeren Umwandlungs- und Speicheranlagen umfassen, andererseits unterschieden. Konkrete Analysen zu Planungs- und Finanzierungsregimen wurden im Rahmen dieser Studie allerdings nur mit Bezug zu den Energieinfrastrukturen auf zentraler Ebene des Energiesystems vorgenommen. Die Analysen waren dadurch erschwert, dass derzeit und auch in (wohl zumindest)

mittlerer Frist erhebliche grundsätzliche Unklarheiten bestehen werden, auf welches Zielbild die Transformation des Energiesystems ausgerichtet sein wird. Nichtsdestotrotz lassen sich in dieser Hinsicht einige wesentliche Schlussfolgerungen festhalten:

- Mit Bezug zu den Stromübertragungsnetzen ist grundsätzlich zunächst positiv zu beurteilen, dass mit der derzeitigen Netzentwicklungsplanung für die Stromübertragungsnetze, die u. a. zur Erstellung eines Netzentwicklungsplans Strom (NEP Strom) führt, ein öffentliches Planungsregime existiert. Allerdings weist das bestehende Planungsregime auch durchaus relevante Defizite auf: Zu nennen sind insbesondere die bislang fehlende Integration in ein sektorübergreifendes öffentliches Planungsregime im Sinne einer SEP sowie die unzureichende Berücksichtigung der Zeitkritikalität und des „Optionsnutzens" bestimmter (Investitions-)Maßnahmen vor dem Hintergrund unterschiedlicher Transformations-Szenarien für das Energiesystems. Der bei der Netzentwicklungsplanung sowie auch im Rahmen der (Monopol-)Regulierung praktizierte Detailgrad der Vorgabe bzw. Prüfung der von den Betreibern der Stromübertragungsnetze zu errichtenden Leitungen und sonstigen Infrastrukturanlagen hingegen scheint grundsätzlich angemessen zu sein, was jedoch in dieser Studie auch nur grob und nicht im Detail betrachtet und beurteilt werden konnte. Für die Gewährleistung von Rechtssicherheit bezüglich des Bedarfs an konkreten Leitungsneu- und ausbauvorhaben für die Objektplanung kann es zudem als sinnvoll angesehen werden, dass – wie derzeit mit dem vom Bundestag verabschiedeten Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) praktiziert – letztendlich eine legislative Bestätigung der geplanten Investitionsmaßnahmen erfolgt. Das öffentliche Finanzierungsregime für die Stromübertragungsnetze, bei dem durch eine haushaltsferne Fondslösung eine gewisse politische Selbstbindung etabliert wird, ist im Übrigen als grundsätzlich geeignet anzusehen.
- Die Planung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen für die Abdeckung der Residuallast im Stromsystem wurde in dieser Studie unter der (durchaus plausiblen) Annahme untersucht, dass langfristig Wasserstoff als Energieträger in dieser Hinsicht eine zentrale Rolle einnehmen wird. Aus Sicht des Stromsystems bzw. der Stromnachfrager besteht in diesem Fall eine extrem hohe Spezifität bezüglich des Wasserstoff-basierten Systems zur Residuallastabdeckung, was mit dessen hoher Bedeutung für die Stabilität des Stromsystems korrespondiert. Nicht zuletzt deshalb sollte über die Bereitstellung und Finanzierung eines Wasserstoff-basierten Systems zur Residuallastabdeckung im Stromsektor grundsätzlich im Rahmen öffentlicher Planungs- und Finanzierungsregime entschieden werden, wobei die Einbettung in das auch sonstige Nachfragebereiche umfassende gesamte Wasserstoffsystem zu berücksichtigen ist.
- Für zwischenzeitlich zur Residuallastabdeckung im Stromsystem genutzte Energieinfrastrukturanlagen ist es zunächst – die grundsätzliche Entscheidung für ein Strommarktdesign nach dem Energy-only-Markt-Ansatz als vorgegeben ansehend – positiv zu bewerten, dass derzeit im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes Desinvestitionsentscheidungen der Marktteilnehmer überprüft und ggf. die entsprechende Stromerzeugungskapazität zur Residuallastabdeckung in ein öffentliches Finanzierungsregime „übernommen" wird. Das (zentrale) Wissen zur Beurteilung der Entscheidungen der (dezentrales Wissen „einsetzenden") Marktteilnehmer im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegt eindeutig vor. Es sind jedoch

Zweifel angebracht, ob der Energy-only-Markt-Ansatz geeignet ist, die eventuell erforderlichen und auch nur derartige erforderliche Investitionen in neue Erzeugungsanlagen anzureizen, die ggf. in der Zwischenzeit bis zur Etablierung eines Wasserstoff-basierten Systems zur Abdeckung der Residuallast vorzunehmen sind. Vor diesem Hintergrund sollte in Betracht gezogen werden, das Marktdesign des Energy-only-Markts im Bereich der Stromerzeugungskapazität zur Residuallastabdeckung um ein (weiteres) öffentliches Planungsregime zu ergänzen, das darauf ausgerichtet ist, eindeutig aus gesamtsystemischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht ungeeigneten Investitionsvorhaben „auszusortieren". Anzuzweifeln ist ferner, dass nach dem Energy-only-Markt-Ansatz bis zur (vollständigen) Etablierung eines Wasserstoff-basierten Systems zur Abdeckung der Residuallast im Stromsystem in jedem Fall sämtliche Investitionen angereizt werden, die in der Zwischenzeit zu tätigen sind. Dies ist im Blick zu behalten, um mittelfristig hierfür ggf. ein öffentliches Planungs- und Finanzierungsregime einzurichten. Die Erhebung erforderlicher Finanzmittel dürfte (im Rahmen eines „Umlagesystems") unproblematisch innerhalb des Stromsektors möglich sein.

- Als Anwendungsbereiche für den Energieträger Wasserstoff kommen – abgesehen von dem Einsatz in Kraftwerken zur Abdeckung der Residuallast im Stromsektor – insbesondere die (Nachfrage-)Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäudewärme sowie die kombinierte Wärme- und Stromerzeugung in KWK-Anlagen in Betracht. Mit Fokus auf den Nachfragesektor Industrie ist festzustellen, dass Nachfrager beim Umstieg auf den Energieträger Wasserstoff hochspezifisch investieren. Damit einhergehend ist es für sie bedeutsam, dass für sie zunächst langfristige Sicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Wasserstoff besteht, wobei damit einhergehend die Erwartungshaltung einer (gerade auch langfristigen) Kalkulierbarkeit der Bezugspreise vorliegen wird. In analoger Weise werden derartige Erwartungshaltungen hinsichtlich Kapazitäten im Bereich der Wasserstoffspeicher und Pipelines existieren. Diese Anforderungen der (potentiellen) Nachfrager sind als Nebenbedingungen anzusehen, wenn Planungs- und Finanzierungsregime für die verschiedenen Energieinfrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems auf eine (langfristig) effizient wirkende Weise ausgestaltet werden sollen. In diesem Kontext könnte konkret wie folgt bei der Planung und Finanzierung von vorzunehmenden Investitionen zum Aufbau eines Wasserstoffsystems vorgegangen werden:
    - Im Rahmen gesamtsystemisch und damit gesamtwirtschaftlich ausgerichteter Analysen wird (ungefähr) ermittelt, in welchem Ausmaß Wasserstoff im Industriebereich eingesetzt werden sollte. Dabei wird folgend zunächst wiederum unterstellt, dass der Wasserstoff importiert wird. Ferner wird auf Basis derartiger Analysen über die Dimensionierung eines Pipeline-Basisnetzes entschieden, welches nicht nur die Importanlagen und Speicher, sondern auch in einem zu der zur Verfügung stehenden Menge an Wasserstoff passenden Umfang potentielle Nachfrager anbindet bzw. den potentiellen Nachfrageorten zumindest nahe kommt. Bei der Kapazitätswahl bezüglich des Pipeline-Netzes sollte wiederum der Wert von Optionen berücksichtigt werden, welche mit Netzinfrastrukturen tendenziell relativ kostengünstig geschaffen werden können. Dies führt nicht zuletzt zu einer Offenheit für zukünftige Erhöhungen der Importmengen.

- Durch Bepreisungsentscheidungen wird sodann in einer Weise ein Rahmen dafür geschaffen (bzw. ein Markt designt), dass von Nachfragern ein Umstieg auf den Energieträger Wasserstoff in einem Ausmaß erfolgt (bzw. erwartet werden kann), der mit den Ergebnissen der gesamtsystemisch und gesamtwirtschaftlich ausgerichteten Analysen korrespondiert. Kompatibel mit den vorgesehenen Bepreisungsentscheidungen werden Kosten angelastet. Unter Berücksichtigung des technisch-systemischen Wissensstandes auf Seiten der öffentlichen Hand und ergänzend der Herausforderungen beim Institutionendesign ist darüber zu entscheiden, ob sich ein designter Markt für (potentielle) Nachfrager an sämtliche Industriebereiche richten oder nur einzelne Bereiche adressieren sollte. Ggf. sollten dann verschiedene Märkte für unterschiedliche (Industrie-)Bereiche gestaltet werden. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass die relevanten zu Wasserstoff alternativen Energieträger sich zwischen den Industriebereichen unterscheiden können (und wohl auch werden). Damit einhergehend kann es eine nicht sinnvoll bewältigbare Herausforderung darstellen, Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung hinsichtlich dieser verschiedenen alternativen Energieträger durch die öffentliche Hand in einer Weise zu fällen, die auf einem einzigen (gemeinsamen) designten Markt bezüglich des Einstiegs in die Wasserstoffnutzung dazu führt, dass betriebswirtschaftlich motivierte Entscheidungen der privaten Marktakteure auch aus gesamtsystemischer und damit gesamtwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft sind. Durch eine entsprechende (wie vorstehend dargestellte) Ausgestaltung des Pipeline-Netzes und geeignete Bepreisungsentscheidungen kann im Übrigen eine Offenheit für veränderte und insbesondere im Zeitablauf zunehmende Importmengen geschaffen bzw. unterstützt werden.
- Das geschilderte öffentliche Planungsregime ist mit einem öffentlichen Finanzierungsregime zu verbinden. Dieses Finanzierungsregime wird – insbesondere in der Anfangsphase des Aufbaus und der Etablierung eines Wasserstoffsystems ist hiervon auszugehen – den Zufluss von Finanzmitteln erfordern, welche nicht im Kontext der Nutzung von und Nachfrage nach Wasserstoff erhoben werden. Ob es sich hierbei um Haushaltsmittel oder über externe Fonds fließende Mittel, die in anderen Bereichen des Energiesystems erhoben werden, handelt und inwieweit intertemporale Lastenverschiebungen durch Kapitalaufnahmen erfolgen, ist für die Finanzierung des Wasserstoffsystems zunächst unbedeutend. Wichtig wäre jedoch die Abgabe eines starken politischen Commitments, stets die gemäß den Planungen erforderlichen Finanzmittel für den Aufbau des Wasserstoffsystems zur Verfügung stellen zu können. Finanzmittelbereitstellungen über die jährlich verabschiedeten Haushalte würden diese Anforderung nicht (bzw. zumindest nicht in jedem Fall) erfüllen.
- Es dürfte sich anbieten, zumindest ein gewisses Basis- bzw. Ausgangsniveau an Speicherkapazität ebenfalls im Rahmen öffentlicher Planung festzulegen und damit einhergehend auch Finanzmittel für die Bereitstellung dieser Speicher vorzusehen, die nicht von den Wasserstoffnachfragern erhoben werden. Analog ist u. U. bei der Planung und Finanzierung von Importanlagen vorzugehen.

- Denkbar erscheint, dass die Kosten für zusätzliche Infrastrukturanlagen, die im Zeitablauf bei ansteigenden Importmengen insbesondere im Bereich der Importanlagen und Speicher erforderlich werden könnten, in sinnvoller Weise den Nachfragern im Allgemeinen und ggf. neu hinzukommenden Nachfragern im Speziellen angelastet werden können. Diese Kosten werden dann – das erfolgreiche Design entsprechender (Fix-)Kostenanlastungsregeln vorausgesetzt – von potentiellen Nachfragern in ihr (betriebswirtschaftliches) Kalkül einbezogen, wenn sie einen Einstieg in die Nutzung von und Nachfrage nach Wasserstoff prüfen. Es dürfte sich anbieten, ein Pipeline-Basisnetz von Anfang an so zu konzipieren, dass es gewisse (zukünftige) Mengensteigerungen aufzunehmen in der Lage ist. Wichtig ist, dass für Nachfrager nicht nur eine langfristige Bezugssicherheit hinsichtlich Importmengen vorliegt, sondern dass damit einhergehend auch die erforderlichen Pipeline- und Speicherkapazitäten (zu vorausschauend in etwa kalkulierbaren wirtschaftlich Konditionen) für sie zur Verfügung stehen. Dies wird – nicht zuletzt aufgrund von Interdependenzen zwischen der Kapazitätsallokation einerseits und Planungs- und Finanzierungsregimen andererseits – eine (zumindest gewisse) dauerhafte Involvierung der öffentlichen Hand erfordern.
- Die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Nutzung von Wasserstoff, der in Elektrolyseuren erzeugt wird, hängt umfangreich von Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung ab, die von der öffentlichen Hand im Energiesystem zu fällen sind. Es dürfte kaum umsetzbar sein, diese Festlegungen in einer Weise zu treffen, die als Folge betriebswirtschaftlicher Kalküle dauerhaft zu aus gesamtsystemischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvollen Entscheidungen bezüglich der Errichtung von Elektrolyseuren und der Nutzung von mit diesen erzeugtem Wasserstoff führen. Vielmehr dürfte es sich anbieten, dass öffentliche Planungs- und Finanzierungsregime für Elektrolyseure etabliert werden und in diesem Rahmen deren (ungefähre) Kapazität determiniert wird, die zur Erzeugung von Wasserstoff für den Industriebereich zur Verfügung steht. Entscheidungen zur (Fix-)Kostenanlastung und Bepreisung sind dann darauf auszurichten, dass ein gesamtsystemisch und gesamtwirtschaftlich sinnvoller Betrieb der Elektrolyseure erfolgt.
- Auch für weitere potentielle Nachfragebereiche (neben der Industrie) und somit u. a. für die Bereiche Verkehr und Gebäudewärme gelten die vorstehenden Überlegungen zum Aufbau eines Wasserstoffsystems in analoger Weise. Dies betrifft zunächst Planungs- und Finanzierungsregime für Energieinfrastrukturanlagen, aber darüber hinaus auch die langfristige Gewährleistung der Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie von den erforderlichen Kapazitäten im Bereich der Pipelines und Speicher. Im Rahmen öffentlicher Planungsregime ist somit auch festzulegen, welche Nachfragebereiche entweder mit einem einzigen gestalteten Markt oder mit mehreren (sich an einzelne Nachfragebereiche richtenden) Märkten adressiert werden sollten. Derartige grundsätzliche Entscheidungen dürften z. T. bereits im Rahmen einer SEP vorzunehmen sein.
- Vermieden werden sollte, dass der (sinnvolle) kurzfristige Beginn des Aufbaus eines Wasserstoffsystems und der Einstieg von ersten Akteuren in die Wasserstoffnutzung dazu führt, dass „problematische“ Pfadabhängigkeiten geschaffen werden. In diesem Zusammenhang sind gerade auch Pfadabhängigkeiten im institutionellen Bereich und dabei nicht zuletzt im Bereich der

Entscheidungen über die Anlastung von (Fix-)Kosten im Energiesystem und die Bepreisung sowie die Kapazitätsallokation zu berücksichtigen. Unabhängig davon ist auch für die ersten Investoren insofern Investitionssicherheit zu gewährleisten, als dass deren nach einer positiven Prüfung im Rahmen eines öffentlichen Planungsregime durchgeführte spezifische Investitionen angemessen zu schützen sind.

- Anknüpfend an die isolierte Betrachtung der Ausgestaltung eines Wasserstoffsystems, das der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dient, und ein sich an weitere Anwendungsgebiete (und somit auch Nachfragebereiche) richtendes stellt sich die Frage der Realisierung von Synergieeffekten zwischen diesen beiden Teilsystemen. Für das Pipeline-Netz ist eine integrierte Konzeption, die die Wasserstoffnutzung zur Residuallastabdeckung im Stromsystem und die weiteren Nachfragebereiche übergreifend einschließt, unkompliziert möglich und grundsätzlich zu empfehlen. Unabhängig davon kann es sich anbieten, realisierte Kapazitäten bzw. Kapazitätsanteile den beiden verschiedenen Teilsystemen explizit zuzuordnen. Dies ermöglicht nicht zuletzt, verschiedene Bepreisungs- und Kapazitätsallokationsregeln für die beiden Teilsysteme anzuwenden, was mit Bezug zu den einzelnen Teilsystemen (zumindest teilweise) zu empfehlen ist. Es ist ebenfalls grundsätzlich unkompliziert möglich, für die den beiden Teilsystemen zuzurechnenden Kapazitätsanteile unterschiedliche Finanzierungsregime vorzusehen. Für Importanlagen und Speicher sowie Elektrolyseure gelten die vorstehenden Aussagen bezüglich des Pipeline-Netzes teils in analoger Weise und zwar insbesondere für die Kapazitäten, die im Rahmen öffentlicher Planungsregime konzipiert werden. Dabei kann es sich im Einzelfall anbieten, das Verhältnis aus den Vorteilen der Realisierung von Synergieeffekten einerseits und den (möglichen, aber i. d. R. keinesfalls hohen) Nachteilen aufgrund der Erfordernis der differenzierten Regelung von einzelnen Aspektes (wie der Kapazitätsallokation) andererseits zu ermitteln und ggf. dann doch in Einzelfällen Infrastrukturanlagen den einzelnen Teilsystemen getrennt zuzuordnen.
- Der Bereich der gasförmigen Kohlenwasserstoffe ist in besonderem Maße von der Unsicherheit betroffen, die besteht, weil noch unklar ist, auf welches Zielbild die Transformation des Energiesystems ausgerichtet wird. Der zukünftige Bedarf an Infrastrukturanlagen im diesem Bereich hängt insbesondere davon ab, welche Rolle zukünftig aus erneuerbaren Energien synthetisch erzeugtes Methan spielen wird. Ferner ist für die gerade auch mittel- und langfristige Kapazitätsplanung bezüglich Pipelines und Speichern von erheblicher Relevanz, in welchem Ausmaß und welcher Ausgestaltung ein Wasserstoffsystem aufgebaut wird und inwiefern dieser Aufbau durch den Umbau und die Umnutzung von Energieinfrastrukturanlagen erfolgen kann, die bislang für (fossiles) Erdgas zur Verfügung stehen. Konkrete Planungsentscheidungen bezüglich der Energieinfrastrukturanlagen für gasförmige Kohlenwasserstoffe können bzw. sollten insofern erst im Nachgang zu grundsätzlichen Entscheidungen bezüglich des Vorgehens bei der Transformation des Energiesystems gefällt werden, die zukünftig im Rahmen einer Systementwicklungsplanung zu klären sind. Davon ausgehend, dass zukünftig ein Wasserstoffsystem aufgebaut werden wird und hierfür z. T. bisherige Infrastrukturanlagen des Erdgassystems umgebaut werden, könnte es sich anbieten, dass im Anschluss an eine SEP ein integriertes öffentliches Planungsregime für Infrastrukturanlagen für gasförmige Kohlenwasserstoffe und

Wasserstoff etabliert wird. Allerdings sind auch andere Formen der Koordination zwischen den Planungsregimen bezüglich der Energieinfrastrukturanlagen für diese beiden Energieträger vorstellbar.

- Gerade dann, wenn die Bedeutung von gasförmigen Kohlenwasserstoffen als Energieträger zukünftig zurückgehen sollte, erscheint es geboten, dass nicht nur der Netzbereich, sondern auch die sonstigen Infrastrukturanlagen von einem öffentlichen Planungsregime erfasst werden. Die (Erd-)Gasnachfrager haben spezifisch im Vertrauen auf dessen Verfügbarkeit investiert und damit einhergehend ist von hoher gesamtwirtschaftlicher Bedeutung, dass ein Rückbau des Erdgassystems im Allgemeinen und seiner Infrastrukturanlagen im Speziellen in einer koordinierten Weise erfolgt. Im Falle eines Rückbaus des Erdgassystems werden Anpassungen im Bereich der Finanzierung erforderlich sein, um distributive und räumlich-strukturelle Verwerfungen zu vermeiden, die speziell in den Regionen auftreten würden, in denen dieser Rückbau erfolgt. Bei einem Rückgang der Nachfrage und der Anzahl der angeschlossenen Nachfrager drohen erhebliche Steigerungen der Belastungen aus (Fix-)Kostenanlastungen bei den dann noch verbliebenen Nutzern. Damit würde die diesen bei deren Einstieg in das Erdgassystem implizit gegebene Zusicherung gebrochen, dass die Nutzungskonditionen für die Infrastrukturanlagen berechenbar sind. Es ist daher anzuraten, dass im Falle eines Rückbaus des Erdgassystems im Rahmen eines öffentlichen Finanzierungssystem Haushaltsmittel oder bei der Gesamtheit der Nachfrager im Energiesystem erhobene Finanzmittel eingesetzt werden, um einerseits systematische Verluste bei den Gasnetzbetreibern zu verhindern und andererseits die Belastung der verbliebenen Nachfrager aus der Anlastung von (Fix-)Kosten zu begrenzen. In diesem Zusammenhang ist auch die intertemporale Verteilungsfrage zu beantworten, ob die kollektive Übernahme von Verlusten zu einem Zeitpunkt oder gestreckt über einen längeren Zeitraum erfolgen sollte, der sich aus den Restnutzungsdauern der Anlagegüter ergeben könnte. Denkbar wäre in diesem Zusammenhang auch die Übernahme von Anlagegütern des bisherigen Erdgassystems in einen öffentlichen „Abwicklungsfonds“, für dessen Ausgestaltung diverse Optionen bestehen, die vertieft zu prüfen wären.
- Sofern in grundsätzlichen Entscheidungen zur Transformation des Energiesystems, die zukünftig im Rahmen einer Systementwicklungsplanung gefällt werden, festgelegt wird, dass synthetisch erzeugtes Methan eine dauerhafte relevante Rolle im Energiesystem spielen wird, stellt sich die Frage der für die erforderlichen Infrastrukturanlagen geeigneten Planungs- und Finanzierungsregime. In diesem Zusammenhang kann auf die Empfehlungen bezüglich eines (sich an Endkunden richtenden) Wasserstoffsystems verwiesen werden; diese Empfehlungen sind grundsätzlich analog für die Infrastrukturanlagen gültig, die für gasförmige Kohlenwasserstoffe vorzusehen sind. Diese Empfehlungen sind jedoch u. U. mit den vorstehenden Überlegungen bezüglich eines Rückbaus des derzeitigen Erdgassystems zu verbinden, da ein zukünftig auf synthetischem Methan basiertes System voraussichtlich kleiner dimensioniert wäre als das derzeitige Erdgassystem.

Neben der Ausgestaltung von Planungs- und Finanzierungsregimen für Energieinfrastrukturen vor dem Hintergrund des Ziels einer effektiven und effizienten Transformation des Energiesystems zur Klimaneutralität wurde sich in dieser Studie auch mit der Kapitalbereitstellung zur Investitionsfinanzierung

bei Energieinfrastrukturen sowie Fragen der (öffentlichen oder privaten) Eigentümerschaft von Assets und von Unternehmen bzw. Infrastrukturbetreibern beschäftigt. Kapitalbereitstellungsregime wurden dabei mit Fokus auf die durch sie etablierten Haftungswirkungen betrachtet, was mit der Risikozuordnung und der Ausgestaltung von Anreizregimen in Verbindung steht. Inwiefern Haftungsbegrenzungen für (private) Unternehmen, die in die Bereitstellung sowie in die Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen bei Energieinfrastrukturen involviert sind, und eine damit einhergehende kollektive Risikotragung durch die Bürger bzw. Steuerzahler und / oder Nachfrager im Einzelfall vorteilhaft sind, hängt u. a. mit der Ausgestaltung von Planungsregimen zusammen, was eine inhaltliche Brücke zwischen den in dieser Studie betrachteten Themengebieten darstellt. Grundsätzlich ist in dieser Hinsicht zu konstatieren, dass, sofern im Rahmen von öffentlichen Planungsregimen Entscheidungen bezüglich der Kapazität von Energieinfrastrukturen bereits gefällt worden sind, die Rationalität dafür entfällt, dass private Unternehmen (oder hinter diesen stehende Kapitalgeber) Kapital bereitstellen, um für diese (Kapazitäts-)Entscheidungen haften zu können. Fragen bezüglich des (sinnvollen) Umfangs von Haftung durch Unternehmen verlagern sich in diesem Fall somit auf ihre Aufgaben bei der Umsetzung von Bereitstellungsentscheidungen und somit auf die Leistungserstellung. Entscheidungen bezüglich der Eigentümerschaft wiederum können u. a. Anreizkonstellationen und die Höhe von Transaktionskosten beeinflussen. Kapitalbereitstellungs- und Eigentumsregime wurden vor allem mit Bezug zu Energienetzen auf zentraler Ebene des Energiesystems betrachtet und es wurde sich dort auf wenige ausgewählte Bereiche, nämlich die Stromübertragungsnetze und die wesentlichen Anlagen eines zukünftigen Wasserstoffsystems, fokussiert:

- Mit Bezug zu den Stromübertragungsnetzen kann festgehalten werden, dass eine öffentliche Eigentümerschaft an den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Vorteile aufweisen würde, aber dass es eine Herausforderung darstellt, von der derzeitigen weit überwiegend privaten Eigentümerschaft dorthin zu gelangen. Ein „Herauskaufen“ der derzeitigen privaten Eigentümer der ÜNB kann aufgrund von zu hohen Preisvorstellungen u. U. nicht sinnvoll und auch unabhängig davon mit Problemen behaftet sein. Daher sollte ernsthaft in Betracht gezogen werden, (einfach-)gesetzliche Regelungen zu etablieren, die dem Bund das Recht geben, für Kapazitätserweiterungs- und ggf. auch Ersatzinvestitionen im Bereich der ÜNB die Kapitalbereitstellung zu übernehmen und damit einhergehend eine Position als Eigentümer von ÜNB einzunehmen und (nach und nach) auszubauen. Unabhängig davon sollte für den Bund ein gesetzliches Vorkaufsrecht für Anteile an den ÜNB vorgesehen werden. Auch die Etablierung eines Kapitaltrennungsmodells im Rahmen einer Reform der Anreizregulierung ist empfehlenswert und mit den vorstehend vorgeschlagenen Reformen bezüglich der Finanzierung und Eigentümerschaft kompatibel. Die betrachteten Optionen zur (Eigen-)Kapitalbereitstellung für Investitionen in die Stromübertragungsnetze und zur Erreichung bzw. zum Ausbau von Eigentumspositionen des Bundes bei den ÜNB sollten allerdings ergänzenden verfassungsrechtlichen Analysen unterzogen werden. Außerdem sollten diese Optionen auch noch aus einer unionsrechtlichen Perspektive beleuchtet werden.
- Bei einem Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz bietet es sich an, zumindest langfristig eine öffentliche Eigentümerschaft bezüglich des Infrastrukturbetreibers vorzusehen, der für die Umsetzung

der im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Kapazitätsentscheidungen zuständig ist. Es wurden zwei mögliche Vorgehensoptionen betrachtet, um dies zu erreichen:

- Bei der ersten Vorgehensoption ist von Anfang an ein öffentlicher Infrastrukturbetreiber für die Umsetzung der im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazität zuständig. Neu errichtete Pipelines befinden sich direkt im Eigentum dieses Infrastrukturbetreibers. Bei Wasserstoff-Pipelines, die durch Umrüstung von aktuell noch zum Transport von Erdgas genutzten Pipelines entstehen (sollen), bestehen mehrere Möglichkeiten, um diese – zumindest langfristig – in das Eigentum des öffentlichen Infrastruktureigentümers zu überführen. Zum Beispiel könnte eine umgehende gesetzliche Enteignung der bisherigen Eigentümer vorgesehen werden, die angemessen zu entschädigen wären. Ferner wäre aber auch denkbar, den bisherigen Eigentümern bis zum Ende der ursprünglich geplanten wirtschaftlichen Lebensdauer der Erdgas-Pipelines Vergütungs- bzw. Kompensationszahlungen in Anlehnung an das bisherige Regulierungsregime zukommen zu lassen, aber diese Pipelines jetzt schon dem neuen (öffentlichen) Infrastrukturbetreiber für das Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz zur Nutzung (und in diesem Zusammenhang dann zunächst für den erforderlichen Umbau) zur Verfügung zu stellen. Nach Ablauf dieser ursprünglich vorgesehenen wirtschaftlichen Lebensdauer würden die Anlagen dann in das Eigentum des öffentlichen Infrastrukturbetreibers übergehen. Diese Ansätze wären recht unkompliziert so ausgestaltbar, dass sie aus verfassungsrechtlicher Sicht als „unbedenklich“ anzusehen sind. Je nach genauer Ausgestaltung könnte es sich bezüglich des „Rests“ an Eigentum, der am Ende der vorgesehenen wirtschaftlichen Lebensdauer verbleibt und an den öffentlichen Infrastrukturbetreiber übergeht, um eine „gestreckte“ Enteignung handeln, die dann entsprechend den verfassungsrechtlichen Anforderungen aus Art. 14 Abs. 3 GG vorzunehmen wäre. Die Beauftragung von Zulieferern und weiteren Auftragnehmern, die eine zentrale Rolle bei der Errichtung bzw. dem Umbau der Pipelines spielen, kann durchaus als eine herausfordernde, aber letztendlich doch umsetzbare Aufgabe angesehen werden. Diese erste Vorgehensoption hätte den Vorteil, dass die öffentliche Hand kurzfristig in ihrem Einflussbereich umfangreich über technisch-systemisches Wissen bezüglich des Wasserstoffsystems verfügen würde. In diesem Zusammenhang könnte ihr (öffentlicher) Infrastrukturbetreiber einen wichtigen Beitrag dabei leisten, Aufgaben bezüglich der übergreifenden Systemintegration, also hinsichtlich der Koordination im gesamten Wasserstoffsystem, adäquat wahrzunehmen.
- Bei der zweiten Vorgehensoption würden mit der Umsetzung von im Rahmen eines öffentlichen Planungsregimes gefällten Kapazitätsentscheidungen zunächst private Infrastrukturbetreiber beauftragt, die jeweils Bestandteile eines zukünftigen Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes realisieren würden. Bei dieser zweiten Vorgehensoption bietet es sich an, vertraglich oder gesetzlich „Call-Optionen“ zu definieren, die der öffentlichen Hand zu grundsätzlich ex ante festgesetzten Konditionen erlauben, die Wasserstoff-Pipelines zukünftig in ihr Eigentum (bzw. in das Eigentum eines öffentlichen

Infrastrukturbetreibers) zu übernehmen. Die Ausgestaltung derartiger Call-Optionen und des öffentlichen Finanzierungsregimes, welches für die Realisierung von Pipelines für ein zukünftiges Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz vorzusehen ist, kann bzw. sollte integriert erfolgen. Auch hinsichtlich dieser zweiten Vorgehensoption sind keine grundsätzlichen verfassungsrechtlichen Bedenken erkennbar. Dabei würde es aus verfassungsrechtlicher Sicht darauf ankommen, das Finanzierungsregime und die Call-Optionen in der Weise von Beginn an miteinander zu verknüpfen, dass mit der „Zustimmung" zum Finanzierungsregime (etwa bei der Inanspruchnahme von Fördermitteln) eine Zustimmung zur Call-Option einhergeht, so dass mit der Nutzung der Call-Option kein Eingriff in Rechte der Infrastrukturbetreiber verbunden ist. Durch das zukünftige Ausüben der Call-Optionen kann dann nicht nur eine öffentliche Eigentümerschaft an dem Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz erreicht werden, sondern auch eine dauerhaft zersplitterte Betreiberstruktur vermieden werden, welche der Realisierung von Synergieeffekten entgegenstehen würde.

  - Eine relative Beurteilung der beiden vorgestellten Vorgehensoptionen zum Aufbau eines Wasserstoff-Pipeline-Basisnetzes, welches zumindest langfristig einem im Eigentum des Bundes stehenden (öffentlichen) Infrastrukturbetreiber gehört, konnte nicht erfolgen. Hierfür wären tiefergehende Analysen erforderlich, die in dieser Studie nicht geleistet werden konnten. In diesen Untersuchungen wären neben ökonomischen sowie verfassungsrechtlichen und das nationale Energierecht betreffenden auch unionsrechtliche Fragen genauer zu betrachten.

- Auch für Infrastrukturanlagen jenseits der Pipelines, die in einem zukünftigen Wasserstoffsystem der Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienen, also Elektrolyseure, Speicher und (Rückverstromungs-)Kraftwerke sowie ggf. auch Importanlagen, könnte in Betracht gezogen werden, dass ein öffentlicher Infrastrukturbetreiber die Zuständigkeit für die Umsetzung eines Teils der Bereitstellungsentscheidungen bezüglich der Kapazitäten in den einzelnen Anlagenbereichen übernimmt. Dies würde den Aufbau technisch-systemischen Know-hows auf öffentlicher Seite fördern und damit einhergehend die adäquate Wahrnehmung von Aufgaben bei der Systemintegration unterstützen. Der Einbezug dezentralen Wissens dürfte bei diesen Anlagegütern jedoch vor allem kurz- und mittelfristig eine deutlich größere Rolle spielen als beim Wasserstoff-Pipeline-Basisnetz. Damit einhergehend liegen zumindest bezüglich (Rückverstromungs-)Kraftwerken und ggf. auch Elektrolyseuren, bei denen im Vergleich zu Speichern und Importanlagen relativ viele Standortoptionen bestehen dürften, deutlich mehr Argumente als im Bereich des Pipeline-Basisnetzes dafür vor, mit der Umsetzung öffentlich gefällter Kapazitätsentscheidungen zunächst auch private Infrastrukturbetreiber zu beauftragen. Es würde sich anbieten, diesen Einbezug privater Infrastrukturbetreiber entweder im Rahmen langfristiger Verträge zu regeln oder alternativ gesetzliche Regelungen zu etablieren, die den Rahmen für die langfristige Beziehung zwischen den Infrastrukturbetreibern als Agenten und der öffentlichen Hand als Prinzipal bilden. Wiederum sollten Call-Optionen vorgesehen werden, die dann eine langfristige Übernahme von Infrastrukturanlagen und Betreiberunternehmen

in eine öffentliche Eigentümerschaft zu ex ante definierten Konditionen auf eine mit geringen Transaktionskosten verbundene Weise ermöglichen würden.

- Auch für Infrastrukturanlagen eines Wasserstoffsystems jenseits des Pipeline-Basisnetzes, die nicht der (zukünftigen) Abdeckung der Residuallast im Stromsystem dienen, wird eine Rationalität für eine öffentliche Unterstützung der Kapitalaufnahme zur Investitionsfinanzierung und u. U. auch für eine öffentliche (Co-)Eigentümerschaft an Infrastrukturbetreibern bestehen. Genauere Analysen hierzu sind aktuell im Kontext der bestehenden Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Rolle von Wasserstoff im Energiesystem jedoch kaum sinnvoll durchführbar. Wenn derzeit Argumente dafür erkennbar sind, dass eine öffentliche Eigentümerschaft an Infrastrukturanlagen und -betreibern zukünftig vorteilhaft sein könnte, kann es sich in diesem Kontext für die öffentliche Hand anbieten, eine kurzfristige Gewährung von finanziellen Zuschüssen o. Ä. an private Investoren im Rahmen öffentlicher (Planungs- und) Finanzierungsregime damit zu verbinden, gewisse zukünftige Rechte (z. B. in Form von Call-Optionen bezüglich des Eigentums) einzufordern.

Literaturverzeichnis

Hinweis: *Dieses Literaturverzeichnis umfasst nicht die Quellenangaben zu den rein juristischen Anhängen in Abschnitt 3.2.3 und Abschnitt 3.3.4. Ausführliche Quellenverweise sind – den Gepflogenheiten in rechtswissenschaftlichen Publikationen folgend – bereits in den jeweiligen Abschnitten bzw. in den dortigen Fußnoten enthalten.*

Agora Energiewende / Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement; Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf.

Agora Verkehrswende / Agora Energiewende / Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe; zuletzt abgerufen im Internet am 08.04.2022 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf.

Alchian, A. A. / Demsetz, H. (1972): Production, Information Costs, and Economic Organization; in: The American Economic Review, Bd. 62, Nr. 5, S. 777–795.

Alchian, A. A. / Woodward, S. (1987): Reflections on the Theory of the Firm; in: Journal of Institutional and Theoretical Economics (JITE) / Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, Bd. 143, Nr. 1, S. 110–136.

Ariadne – Kopernikus-Projekt Ariadne (Hrsg.) (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich; Bericht im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsprojekts „Kopernikus-Ariadne“, zuletzt abgerufen im Internet am 25.07.2023 unter https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_26056.

BCG – Boston Consulting Group (2021): Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft; Studie im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI), zuletzt abgerufen im Internet am 07.04.2022 unter https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/.

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 Perspektive; 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“, Berlin / Regensburg, zuletzt abgerufen im Internet am 30.11.2022 unter https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Unsere_Themen/Energie/Stromnetze/energienetzgutachten_langfassung.pdf.

Beckers, T. / Bieschke, N. / Weiß, H. (2018): Die Regulierung der Erlöse der Unternehmen der Wasserversorgung – Grundlegende institutionenökonomische Analysen, Einordnung der gegenwärtigen Praxis und Reformempfehlungen für das Land Hessen; Arbeitspapier, Berlin / Freiburg, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2018/beckers_bieschke_weiss_2018-regulierung_der_erloese_der_unternehmen_der_wasserversorgung.pdf.

Beckers, T. / Brenck, A. / Gehrt, J. / Klatt, J. P. (2008): Rationalität und Ausgestaltung privater Finanzierung in PPP-Projekten; Studie im Auftrag der Initiative Finanzstandort Deutschland (IFD), zuletzt abgerufen im Internet am 31.03.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2008/beckers_brenck_gehrt_klatt_2008-rationalitaet_und_ausgestaltung_privater_finanzierung_in_ppp-projekten.pdf.

Beckers, T. / Corneo, G. / Klatt, J. P. / Mühlenkamp, H. (2009): Zeitliche Homogenisierung und Berücksichtigung von Risiko im Rahmen von Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen; Studie im Auftrag des Bundesrechnungshofs, Berlin / Speyer, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2009/zeitliche_homogenisierung_und_beruecksichtigung_von_risiko_im_rahmen_von_wirtschaftlichkeitsuntersuchungen---v09.00_2009nov.pdf.

Beckers, T. / Gizzi, F. / Jäkel, K. (2013): Organisations- und Betreibermodelle für Verkehrstelematikangebote – Untersuchungsansatz sowie beispielhafte Analyse von Verkehrsinformationsdiensten; Studie im Rahmen des von BMVBS, BMWi und BMBF geförderten Projektes simTD, Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2013/beckers_gizzi_jaekel_2013-organisationsmodelle_fuer_verkehrstelematikangebote.pdf.

Beckers, T. / Gizzi, F. / Jöhrens, J. / Liedtke, G. (2019): Zentrale Ausgestaltungsfragen hinsichtlich eines Förderregimes für Oberleitungs-Hybrid-LKW (OH-Lkw) – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse; im Auftrag des ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH und des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM) im Rahmen des vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) geförderten Forschungsvorhabens „Roadmap OH-Lkw – Erforschung von Einführungspfaden elektrisch angetriebener schwerer Nutzfahrzeuge und deren Energieversorgung per Oberleitung“ erstelle Kurzstudie, Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2019/beckers_et_al_2019-zentrale_ausgestaltungsfragen_hinsichtlich_foerderregime_fuer_oh-lkw-v600ext.pdf.

Beckers, T. / Gizzi, F. / Kreft, T. (2015): Aufbau von (Tankstellen-)Infrastruktur für die Wasserstoffmobilität – Grundsätzliche Fragestellungen aus (institutionen-)ökonomischer Sicht und Denkanstöße hinsichtlich der Ausgestaltung eines geeigneten Organisationsmodells; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) erstellte Kurzstudie, Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2015/beckers_gizzi_kreft_2015-aufbau_infrastruktur_fuer_wasserstoffmobilitaet-v80.pdf.

Beckers, T. / Hermes, G. / Ryndin, A. / Weiß, H. / Becker, T. / Reuße, B. (2016): Reformmodelle für die Verwaltungsorganisation sowie die Bereitstellung und Finanzierung bei den Bundesfernstraßen – Eine institutionenökonomische Analyse unter Berücksichtigung (verfassungs-)rechtlicher Aspekte; Studie im Auftrag des ADAC e.V., Berlin / Frankfurt a. M. / Freiburg, zuletzt abgerufen im Internet am 09.06.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2016/beckers_et_al_2017-reformmodelle_bundesfernstrassen-verwaltungsorganisation_bereitstellung_finanzierung.pdf.

Beckers, T. / Hermes, G. / Wallbrecht, A. (2012): Rationalität, Ausgestaltung und Umsetzbarkeit einer einheitlichen Wertstofferfassung nach dem Modell der Kommunalisierung mit zentralen Steuerungs- und Anreizelementen – Eine ökonomisch-(verfassungs-)rechtliche Analyse; Kurzgutachten im Auftrag des VKU, Berlin / Frankfurt a. M., zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2012/kurzgutachten_tuberlin-wip_hermes_wertstoffentsorgung_modell4-v125ext.pdf.

Beckers, T. / Klatt, J. P. / Kühling, J. / Bäuml, A. (2011): Institutionelle Lösungen für die Bundesfernstraßenfinanzierung: Eine Analyse aus ökonomischer und juristischer Perspektive; Studie im Auftrag des ADAC e.V., Berlin / Regensburg, zuletzt abgerufen im Internet am 09.06.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2011/institutionelle_loesungen_fuer_die_bundesfernstrassenfinanzierung-2011_juli-v233.pdf.

Beckers, T. / Klatt, J. P. / Zimmermann, T. (2012): Interkommunale Zusammenarbeit (IKZ) – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse; in: Schäfer, C. / Theuvsen, L. (Hrsg.), Renaissance öffentlicher Wirtschaft, Schriftenreihe öffentliche Dienstleistungen, Nomos, S. 245–291.

Beckers, T. / Ott, R. / Hoffrichter, A. (2017): Die staatliche Entscheidung für den Ausbau von Windenergie an Land und Optionen ihrer Umsetzung – Eine Analyse auf Basis institutionenökonomischer Erkenntnisse; in: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Nr. 12/2017, S. 643–658.

Beckers, T. / Ryndin, A. / Weiß, H. (2018): Eine Analyse der Wirtschaftlichkeit der Privatisierung von Toll Collect und der Lkw-Mauterhebungnach dem ÖPP-Ansatz auf Basis der Institutionenökonomik; im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen erstelltes Kurzgutachten, Berlin / Freiburg, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2018/beckers_ryndin_weiss_2018-kurzgutachten_toll-collect_privatisierung_oepp.pdf.

Beckers, T. / von Hirschhausen, C. / Klatt, J. P. / Winter, M. (2007): Effiziente Verkehrspolitik für den Straßensektor in Ballungsräumen: Kapazitätsauslastung, Umweltschutz und Finanzierung; Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben „Instrumente zur nachhaltigen Sicherung der Verkehrsinfrastruktur in Städten und Ballungsräumen“ im Rahmen des Forschungsprogramms Stadtverkehr (FoPS) des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 23.03.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2007/tuberlin_wipcni_2007---effiziente_verkehrspolitik_fuer_den_strassensektor_in_ballungsraeumen---endbericht---v1018.pdf.

Blankart, C. B. (2008): Öffentliche Finanzen in der Demokratie: eine Einführung in die Finanzwissenschaft; 7. Auflage, Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, München: Vahlen.

BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2016): Klimaschutzplan 2050: Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung; Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 04.07.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BMVI – Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.) (2016): Bundesverkehrswegeplan 2030; Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 30.03.2023 unter https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/bundesverkehrswegeplan-2030-gesamtplan.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende; Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 11.07.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=.

Bourwieg, K. (2015): EnWG § 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung; in: Britz, G. / Hellermann, J. / Hermes, G. (Hrsg.), Energiewirtschaftsgesetz: Kommentar, 3. Auflage, München: Beck.

Brandes, J. / Haun, M. / Wrede, D. / Jürgens, P. / Kost, C. / Henning, H.-M. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2021): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update November 2021: Klimaneutralität 2045; zuletzt abgerufen im Internet am 10.04.2022 unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf.

Buchanan, J. M. (1963): The Economics of Earmarked Taxes; in: Journal of Political Economy, Bd. 71, Nr. 5, S. 457–469.

Burgess, S. / Ratto, M. (2003): The Role of Incentives in the Public Sector: Issues and Evidence; in: Oxford Review of Economic Policy, Bd. 19, Nr. 2, S. 285–300.

Christiansen, A. / Kerber, W. (2006): Competition policy with optimally differentiated rules instead of "per se rules vs rule of reason"; in: Journal of Competition Law & Economics, Bd. 2, Nr. 2, S. 215–244.

Coase, R. H. (1937): The Nature of the Firm; in: Economica, Bd. 4, Nr. 16, S. 386–405.

Coase, R. H. (1960): The Problem of Social Cost; in: Journal of Law and Economics, S. 1–44.

Crocker, K. J. / Masten, S. E. (1996): Regulation and administered contracts revisited: Lessons from transaction-cost economics for public utility regulation; in: Journal of Regulatory Economics, Bd. 9, Nr. 1, S. 5–39.

Davis, S. J. / Murphy, K. M. (2000): A Competitive Perspective on Internet Explorer; in: American Economic Review, Bd. 90, Nr. 2, S. 184–187.

Demsetz, H. (1969): Information and Efficiency: Another Viewpoint; in: The Journal of Law & Economics, Bd. 12, Nr. 1, S. 1–22.

dena – Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2021): dena-Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität; Abschlussbericht, zuletzt abgerufen im Internet am 07.04.2022 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.

Dixit, A. K. (1996): The Making of Economic Policy: A Transaction-Cost Politics Perspective; Munich lectures in economics, Cambridge, MA: MIT Press.

Dyer, J. H. / Singh, H. (1998): The Relational View: Cooperative Strategy and Sources of Interorganizational Competitive Advantage; in: The Academy of Management Review, Bd. 23, Nr. 4, S. 660–679.

Ehrlich, I. / Posner, R. A. (1974): An Economic Analysis of Legal Rulemaking; in: The Journal of Legal Studies, Bd. 3, Nr. 1, S. 257–286.

Eisenhardt, K. M. (1989): Agency Theory: An Assessment and Review; in: The Academy of Management Review, Bd. 14, Nr. 1, S. 57–74.

ewi – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2021): Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems; Gutachterbericht im Rahmen der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena), zuletzt abgerufen im Internet am 08.04.2022 unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf.

Fleiter, T. / Rehfeldt, M. / Manz, P. / Neuwirth, M. / Herbst, A. – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien: Modul Industrie; Bericht im Rahmen des vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) und der Technischen Universität Berlin durchgeführten Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Modul_TN_Hauptszenarien_Industrie.pdf.

Fraunhofer ISI / Consentec / ifeu / TU Berlin – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg / Technische Universität Berlin (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Kurzbericht: 3 Hauptszenarien; Bericht im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, zuletzt abgerufen im Internet am 07.04.2022 unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf.

Fritsch, M. (2018): Marktversagen und Wirtschaftspolitik – Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns; 10. Auflage, München: Franz Vahlen.

Gizzi, F. (2016): Implementierung komplexer Systemgüter – Ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 12.07.2017 unter https://depositonce.tu-berlin.de/bitstream/11303/5337/9/gizzi_florian.pdf.

Goetz, C. J. (1968): Earmarked Taxes and Majority Rule Budgetary Processes; in: The American Economic Review, Bd. 58, Nr. 1, S. 128–136.

Grant, R. M. (1996): Toward a knowledge-based theory of the firm; in: Strategic Management Journal, Bd. 17, Nr. S2, S. 109–122.

Hansjürgens, B. (2001): Äquivalenzprinzip und Staatsfinanzierung; Finanzwissenschaftliche Forschungsarbeiten, Nr. 72, Berlin: Duncker und Humblot.

Hart, O. (2003): Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public-Private Partnerships; in: The Economic Journal, Bd. 113, Nr. 486, S. C69–C76.

Hayek, F. A. (1945): The Use of Knowledge in Society; in: The American Economic Review, Bd. 35, Nr. 4, S. 519–530.

Helm, D. (2009): Utility regulation, the RAB and the cost of capital; Working Paper, Competition Commission Spring Lecture 2009, zuletzt abgerufen im Internet am 25.07.2023 unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2009/05/cc-helm-lecture-060509.pdf.

Hermes, G. / Schmidt, A. (2016): Privatisierung der Infrastruktur als Weg aus der Schuldenbremse? Rechtliche Rahmenbedingungen der Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen durch öffentliches und privates Kapital im Kontext der Schuldenbremsen; Studie gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung, Frankfurt am Main, zuletzt abgerufen im Internet am 09.06.2023 unter https://www.boeckler.de/pdf_fof/98992.pdf.

Hermes, G. / Vorwerk, L. / Beckers, T. (2020): Die Schuldenbremse des Bundes und die Möglichkeit der Kreditfinanzierung von Investitionen – Rechtslage, ökonomische Beurteilung und Handlungsempfehlungen; Studie im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung, Frankfurt a. M. / Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 03.11.2023 unter https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-007865/p_imk_study_70_2020.pdf.

Hoffrichter, A. (2021): Die Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität – Eine institutionenökonomische Analyse; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 31.01.2022 unter https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/12458.

Jensen, M. C. / Meckling, W. H. (1976): Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure; in: Journal of Financial Economics, Bd. 3, Nr. 4, S. 305–360.

Jensen, M. C. / Meckling, W. H. (1995): Specific and General Knowledge, and Organizational Structure; in: Journal of Applied Corporate Finance, Bd. 8, Nr. 2, S. 4–18.

Jope, L. (2020): Nationaler Energie- und Klimaplan; in: Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. (EWeRK), Nr. 5/2020, S. 189–191.

Klatt, J. P. (2011): Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Baden-Baden: Nomos.

Klein, B. / Crawford, R. G. / Alchian, A. A. (1978): Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process; in: The Journal of Law & Economics, Bd. 21, Nr. 2, S. 297–326.

Kment, M. (2020): Sachdienliche Änderungen des Baugesetzbuchs zur Förderung von Flächenausweisungen für Windenergieanlagen; Rechtswissenschaftliches Gutachten im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Augsburg.

Lenz, A.-K. / Beckers, T. / Bieschke, N. / Heurich, J. (2014): Stellungnahme des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin zur Evaluierung der deutschen Anreizregulierung für Stromübertragungsnetzbetreiber; Stellungnahme im Rahmen des Verfahrens zur Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), übermittelt an die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 24.11.2014, zuletzt abgerufen im Internet am 05.08.2021 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2014/wip_stellungnahme_evaluierung_aregv_uenb.pdf.

Lux, B. / Sensfuß, F. / Kiefer, C. / Bernath, C. / Deac, G. – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien: Modul Energieangebot; Bericht im Rahmen des vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) und der Technischen Universität Berlin durchgeführten Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Karlsruhe, zuletzt abgerufen im Internet am 10.07.2023 unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf.

Nowotny, E. / Zagler, M. (2022): Der öffentliche Sektor: Einführung in die Finanzwissenschaft; 6. Auflage, Wiesbaden: Springer Gabler.

Oates, W. E. (1972): Fiscal federalism; The Harbrace series in business and economics, New York: Harcourt Brace Jovanovich.

Oates, W. E. (1999): An Essay on Fiscal Federalism; in: Journal of Economic Literature, Bd. 37, Nr. 3, S. 1120–1149.

Ostrom, E. / Schroeder, L. / Wynne, S. (1993): Institutional Incentives and Sustainable Development − Infrastructure Policies in Perspective; Boulder / San Francisco / Oxford: Westview Press.

Prognos / Öko-Institut / Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 – Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann (Langfassung); Studie im Auftrag von der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, zuletzt abgerufen im Internet am 07.04.2022 unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf.

Rodrik, D. / Zeckhauser, R. (1988): The Dilemma of Government Responsiveness; in: Journal of Policy Analysis and Management, Bd. 7, Nr. 4, S. 601–620.

Ruge, R. (2017): EnWG § 12a Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung; in: Säcker, F. J. (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 1 (1. Halbband), 4. Auflage, Frankfurt am Main: Fachmedien Recht und Wirtschaft, dfv Mediengruppe.

Ryndin, A. (2021): Transparenz bei ÖPP im Infrastrukturbereich – Eine institutionenökonomische Analyse; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 16.07.2021 unter https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/12796.

Schlacke, S. / Knodt, M. (2019): Das Governance-System für die Europäische Energieunion und für den Klimaschutz; in: Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), Nr. 7-8/2019, S. 404–411.

Schulze-Fielitz, H. (2018): Art. 20a; in: Dreier, H. (Hrsg.), Grundgesetz Kommentar, Bd. 2, 3. Auflage, Tübingen: Mohr Siebeck.

Stiftung Klimaneutralität (2021): Wie kann die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergie an Land schnell und rechtssicher erhöht werden? – Ein Regelungsvorschlag; zuletzt abgerufen im Internet am 01.08.2021 unter https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/01/2021-01-27-Flaechen-fuer-Wind-Vorschlag-Stiftung-Klimaneutralitaet.pdf.

Stiglitz, J. E. / Rosengard, J. K. (2015): Economics of the public sector; 4. Auflage, New York / London: W. W. Norton & Company.

Tirole, J. (1994): The Internal Organization of Government; in: Oxford Economic Papers, Bd. 46, Nr. 1, S. 1–29.

Weber, A. (2017): Eine institutionenökonomische Analyse der Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung; Dissertationsschrift, Technische Universität Berlin, zuletzt abgerufen im Internet am 16.07.2021 unter https://depositonce.tu-berlin.de/handle/11303/6426.

Williamson, O. E. (1971): The Vertical Integration of Production: Market Failure Considerations; in: The American Economic Review, Bd. 61, Nr. 2, S. 112–123.

Williamson, O. E. (1975): Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications – A Study in the Economics of Internal Organization; New York, NY: The Free Press.

Williamson, O. E. (1979): Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations; in: Journal of Law and Economics, Bd. 22, Nr. 2, S. 233–261.

Williamson, O. E. (1985): The Economic Institutions of Capitalism – Firms, Markets, Relational Contracting; New York, NY: The Free Press.

Williamson, O. E. (1999): Public and Private Bureaucracies: A Transaction Cost Economics Perspective; in: Journal of Law, Economics, & Organization, Bd. 15, Nr. 1, S. 306–342.

Wittreck, F. (2018): Art. 74; in: Dreier, H. (Hrsg.), Grundgesetz Kommentar, Bd. 2, 3. Auflage, Tübingen: Mohr Siebeck.

Zerbe, R. O. / McCurdy, H. E. (1999): The failure of market failure; in: Journal of Policy Analysis and Management, Bd. 18, Nr. 4, S. 558–578.

Zimmermann, H. / Henke, K.-D. / Broer, M. (2021): Finanzwissenschaft: Eine Einführung in die Staatsfinanzen; 13. Auflage, Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, München: Vahlen.