

**Kapazitätsauslegung und -allokation
bei Stromverteilnetzen im Kontext
der Sektorkopplung und neuer Lasten**
Eine (institutionen-)ökonomische Analyse

vorgelegt von
Nils Bieschke, Dipl.-Ing.

an der Fakultät VII – Wirtschaft und Management
der Technischen Universität Berlin
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Wirtschaftswissenschaften
– Dr. rer. oec. –

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr. Karsten Neuhoff
Gutachter: Prof. Dr. Thorsten Beckers
Gutachterin: Prof. Dr. Astrid Cullmann
Gutachter: Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 09. Dezember 2025

Berlin 2026

Vorbemerkungen

Die vorliegende Arbeit basiert teilweise auf Forschungsarbeiten, die von mir im Rahmen von drei öffentlich geförderten Forschungsprojekten durchgeführt wurden:

- Mitarbeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin im Forschungsprojekt „Integration von EE und E-Mob in Verteilnetze: Optimierung und Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen und Netzausbau“ (E3-VN). Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) gefördert und lief im Zeitraum von September 2012 bis August 2015.
- Mitarbeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin im Forschungsprojekt „(Institutionen-)ökonomische Analysen zur Sektorkopplung (als Teil des BMBF-Kopernikus-Vorhabens ENavi)“. Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert und lief im Zeitraum von Oktober 2016 bis Dezember 2019.
- Mitarbeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energierecht der Universität Greifswald im Forschungsprojekt „Netz-Stabil - Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten“ (Netz-Stabil). Die Mittel für das Projekt, welches als Teil des Exzellenzforschungsprogramms des Landes Mecklenburg-Vorpommerns gefördert wurde, sind durch den Europäischen Sozialfonds (ESF) bereitgestellt worden. Das Projekt lief im Zeitraum von Januar 2017 bis März 2021.

In diesem Zusammenhang weise ich darauf hin, dass Prof. Dr. Thorsten Beckers meine Forschungsarbeiten nicht nur als Betreuer dieser Dissertation, sondern auch als Projektleiter des Forschungsprojekts E3-VN sowie als Leiter des Teilprojekts im Forschungsprojekt ENavi begleitet hat. In das Forschungsprojekt Netz-Stabil ist Prof. Dr. Thorsten Beckers als (externer) Kooperationspartner (informell) einbezogen gewesen.

Teile der vorliegenden Dissertation stimmen – teils über längere Passagen wortgleich – mit zwei bereits veröffentlichten Arbeitspapieren sowie mit verschiedenen im Rahmen eines Konsultationsverfahrens der Bundesnetzagentur erstellten und veröffentlichten Stellungnahmen überein, bei denen ich jeweils substantielle Beiträge zum Konzept, zum methodischen Vorgehen bei der Untersuchung und zum Inhalt geleistet habe:

- **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, Online-Veröffentlichung.
- **Bieschke, N. / Vorwerk, L. / Beckers, T. (2018):** Kapazitätsauslegung und -allokation bei Stromverteilnetzen unter Berücksichtigung neuer Lasten aus dem Verkehrs- und Wärmesektor – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse; Arbeitspapier im Rahmen des vom BMBF geförderten Kopernikus-Projektes ENavi, Online-Veröffentlichung.

- **Bieschke, N. / Beckers, T. / Vorwerk, L. (2023/01/27):** Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG („Eckpunktepapier zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG“ der BNetzA, Stand 24. November 2022), übermittelt an die BNetzA am 27.01.2023, Online-Veröffentlichung.
- **Bieschke, N. / Beckers, T. / Heimroth, P. / Vorwerk, L. (2023/03/15):** Weitere Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG – Ergänzungen zur Stellungnahme vom 27.01.2023 und Fokus auf das Thema „Zeitvariable Netzentgelte vs. IWM-Vorschlag“, übermittelt an die BNetzA am 15.03.2023, Online-Veröffentlichung.
- **Bieschke, N. / Beckers, T. / Vorwerk, L. (2023/07/27):** Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen der zweiten Konsultation des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG – Ergänzende Stellungnahme zu den Änderungsvorschlägen der BNetzA vom 16.06.2023, übermittelt an die BNetzA am 27.07.2023, Online-Veröffentlichung.

Die entsprechenden (Text-)Stellen sind in der vorliegenden Arbeit kenntlich gemacht oder es wird zu Beginn der jeweiligen Abschnitte auf die (wortgleiche oder z. T. wortgleiche) Übereinstimmung mit den vorstehend genannten Quellen hingewiesen.

Im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit fanden außerdem verschiedene Diskussionen oder Interaktionen mit (aktuellen und ehemaligen) Kolleginnen und Kollegen des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin sowie der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) der Bauhaus-Universität Weimar statt. Ein besonderer Dank geht in diesem Kontext an Prof. Dr. Thorsten Beckers und Klaus Jäkel sowie Dr. Lukas Vorwerk, Carolin Grüter und Dr. Ann-Katrin Lenz.

Verzeichnisse

Inhaltsübersicht

Vorbemerkungen	ii
Verzeichnisse	ii
1 Einleitung und übergreifende Grundlagen	1
1.1 Ausgangslage, zu erwartende Entwicklungen und Problemlage	1
1.2 Grundsätzliche Handlungsoptionen, zentrale Themen und Fragestellungen	4
1.3 Ziel der Analysen, zugrunde gelegtes Zielsystem sowie Unterteilung und (weitere) Grenzen der Analysen	9
1.4 Neue Institutionenökonomik als Basis für die Analysen und die Relevanz von (insbesondere) technisch-systemischem sowie institutionellem Wissen	12
1.5 Struktur dieser Arbeit.....	13
2 Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen	15
2.1 Technisch-systemische Grundlagen und (berücksichtigter) institutioneller Rahmen ..	15
2.2 Abstrakte normative Analyse	42
2.3 Bisherige Kapazitätsallokation, diskutierte Reformvorschläge und beschlossene zukünftige Kapazitätsallokation (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen.....	121
3 Integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie (institutionelle) Ausgestaltung der Kapazitätsplanung im Rahmen der Regulierung	171
3.1 Technisch-systemische Grundlagen, (institutionelle) Ausgangslage und integrierte Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation	171
3.2 Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Abstrakt normative Analyse	184
3.3 Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Status quo (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen.....	217
4 Fazit	234
Literaturverzeichnis	237
Rechtsquellenverzeichnis	265

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	ii
Verzeichnisse	ii
1 Einleitung und übergreifende Grundlagen	1
1.1 Ausgangslage, zu erwartende Entwicklungen und Problemlage	1
1.2 Grundsätzliche Handlungsoptionen, zentrale Themen und Fragestellungen	4
1.3 Ziel der Analysen, zugrunde gelegtes Zielsystem sowie Unterteilung und (weitere) Grenzen der Analysen	9
1.4 Neue Institutionenökonomik als Basis für die Analysen und die Relevanz von (insbesondere) technisch-systemischem sowie institutionellem Wissen	12
1.5 Struktur dieser Arbeit.....	13
2 Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen	15
2.1 Technisch-systemische Grundlagen und (berücksichtigter) institutioneller Rahmen ..	15
2.1.1 Koordination von Erzeugung und Last im deutschen Stromsystem sowie dabei für Haushalte als Endkunden bestehende Besonderheiten.....	16
2.1.1.1 Grundsätzliche Aspekte der Koordination von Erzeugung und Last.....	16
2.1.1.1.1 Erfordernis des Ausgleichs von Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last)	16
2.1.1.1.2 Grundsätzliche Funktionsweise des „Strommarktes“	16
2.1.1.1.3 Umgang mit Defiziten des Strommarktes und die Rolle der ÜNB als Systemverantwortliche	18
2.1.1.1.4 (Marktliche) Koordination mit Bezug zu einzelnen Viertelstunden- Stromprodukten: Vorlauf, (permanente) Reallokationen sowie Berücksichtigung aktueller Informationen und Anpassung von Planungen.....	20
2.1.1.2 Besonderheiten mit Bezug zu Haushalten als Endkunden	21
2.1.2 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber sowie bisherige Strategien bezüglich der Kapazitätsallokation (und -auslegung)	23
2.1.2.1 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber	23
2.1.2.2 Bisherige, auf traditionelle Lasten ausgerichtete Dimensionierung der Verteilnetze und Umgang mit Überlastungssituationen im Betrieb	23
2.1.2.3 Bisheriger Rückgriff auf vorgezogene Kapazitätsallokationsmaßnahmen	24
2.1.3 Eigenschaften von Lasten	25
2.1.3.1 Traditionelle Lasten	25
2.1.3.2 Neue Lasten	27
2.1.3.2.1 Lokale Batteriespeicher	27
2.1.3.2.2 Power-to-Heat (P2H)-Anlagen im Allgemeinen und Wärmepumpen im Speziellen.....	30
2.1.3.2.3 Elektromobilität	32
2.1.4 Exkurs: Dezentrale Erzeugungsanlagen und Verteilnetzengpässe	40
2.1.5 Fazit sowie Annahmen für die weiteren abstrakten normativen Analysen	41
2.2 Abstrakte normative Analyse	42
2.2.1 Ausgestaltungsfragen bei der Kapazitätsallokation und Voraussetzungen für (anspruchsvolle) Allokationslösungen im Betrieb.....	42
2.2.1.1 Ausgestaltungsfragen bei der Kapazitätsallokation im Verteilnetz.....	43
2.2.1.2 (Technische und weitere) Voraussetzungen für (anspruchsvolle) Allokationslösungen.....	49

2.2.2 Analyse mit Bezug zu einem öffentlich ausgerichteten Verteilnetzbetreiber (im Ein-Ebenen-System).....	52
2.2.2.1 Grundlagen	53
2.2.2.1.1 (Abgeleitetes) Zielsystem.....	53
2.2.2.1.2 Interdependenzen zu Fragen der (Re-)Finanzierung des Verteilnetzes	56
2.2.2.2 Kapazitätsallokation (ausschließlich) in einzelnen Zeiteinheiten	58
2.2.2.2.1 Auf eine Zeiteinheit bezogene Kapazitätsallokation	59
2.2.2.2.2 Auf mehrere (nacheinander folgende) Zeiteinheiten bezogene Kapazitätsallokation	66
2.2.2.3 Kapazitätsallokation (auch) in Zeitblöcken	70
2.2.2.3.1 Grundgedanke und Überblick	70
2.2.2.3.2 Ein einzelner Zeitblock.....	70
2.2.2.3.2.1 Ausgangsbeispiel: Ein Zeitblock für die Nacht	70
2.2.2.3.2.1.1 Verpflichtende Nutzung für alle Nachfrager	70
2.2.2.3.2.1.1.1 Keine Schwankungen bei verfügbarer Verteilnetzkapazität und Strompreisen.....	70
2.2.2.3.2.1.1.2 Ex ante bekannte Kapazitäts- und Strompreisschwankungen.....	71
2.2.2.3.2.1.1.3 Ex ante unbekannte Kapazitäts- und Strompreisschwankungen.....	73
2.2.2.3.2.1.2 Keine verpflichtende Zeitblock-Nutzung für alle Nachfrager....	75
2.2.2.3.2.1.3 Keine verpflichtende Nutzung des gesamten Zeitblocks	75
2.2.2.3.2.1.4 Fazit	77
2.2.2.3.2.2 Andere (denkbare) zeitliche Positionierungen für einen einzelnen Zeitblock	77
2.2.2.3.2.3 Option des Kaufs von Prioritätsrechten (auch) für Zeitblöcke	78
2.2.2.3.3 Mehrere Zeitblöcke	78
2.2.2.3.3.1 Keine übergreifende Optimierung zwischen den Zeitblöcken möglich.....	78
2.2.2.3.3.2 Mit Optimierungspotentialen zwischen den Zeitblöcken.....	78
2.2.2.3.3.2.1 Vereinfachte Ausgangskonstellation	79
2.2.2.3.3.2.2 Ausblick: Komplexere Konstellationen und nicht mehr betrachtete Fragen	80
2.2.2.3.4 Fazit	80
2.2.2.4 Weitere Fragestellungen bezüglich der Ausgestaltung der Kapazitätsallokation.....	81
2.2.2.4.1 Optionen zur Bedarfsermittlung und -artikulation auf der Nachfrageseite sowie Bedeutung von Reallokationsaktivitäten und deren Umsetzungswege	81
2.2.2.4.1.1 Verteilung von Wissen und mögliche Aufgabenwahrnehmung durch Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe)	82
2.2.2.4.1.2 Rationalität für die Reallokation von Verteilnetzkapazität und wesentliche diesbezügliche Gestaltungsfragen.....	85
2.2.2.4.1.2.1 Rationalität für die Reallokation von Verteilnetzkapazität.....	85
2.2.2.4.1.2.2 Gestaltungsfragen bei der Reallokation von Verteilnetzkapazität	86
2.2.2.4.1.3 Vergleich von Reallokationslösungen für Verteilnetzkapazität (unter Berücksichtigung wesentlicher Ausgestaltungsfragen)	88
2.2.2.4.1.3.1 Reallokation ausschließlich durch den VNB.....	88
2.2.2.4.1.3.2 Reallokation auch durch Nachfrager und von denen beauftragte Dienstleister	88
2.2.2.4.1.3.2.1 Reallokation ausschließlich innerhalb von Prio-Stufen	89
2.2.2.4.1.3.2.2 Reallokation auch über Prio-Stufe hinweg	90
2.2.2.4.1.3.3 Schlussfolgerungen zur Vorteilhaftigkeit der untersuchten Reallokationslösungen.....	91
2.2.2.4.1.4 Fazit	91

2.2.2.4.2	Auflösen von Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen für anspruchsvolle Allokationslösungen	92
2.2.2.4.2.1	Einfluss von (erhöhten) Kosten im Bereich des Messwesens	93
2.2.2.4.2.2	Implikationen von erhöhten Kosten bei bzw. der Nicht- Umsetzbarkeit von Steuerungslösungen bezüglich einzelner Lasten	95
2.2.2.4.2.3	Auflösung weiterer Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen	102
2.2.2.4.2.3.1	Auslastungsverständnis beim VNB nicht im ausreichenden Maße vorhanden	102
2.2.2.4.2.3.2	Keine permanenten Interaktionsmöglichkeiten zwischen VNB und Nachfrager	104
2.2.2.4.2.4	Fazit	104
2.2.2.4.3	Wesentliche Herausforderungen und Vorgehen bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken	106
2.2.2.4.4	Öffentliche Ladeinfrastruktur und Kapazitätsallokation	109
2.2.2.4.4.1	Basis-Ladeinfrastruktur (B-LI)	110
2.2.2.4.4.2	Tankstellen-Ladeinfrastruktur (T-LI)	110
2.2.2.4.4.3	Nebenbei-Ladeinfrastruktur (N-LI)	112
2.2.2.4.4.4	Ladesäulen als Bestandteil mehrerer Angebotskonzepte („Dual Use“)	113
2.2.2.5	Fazit	115
2.2.3	Analysen mit Bezug zu mehreren Verteilnetzbetreibern (im Zwei-Ebenen-System) sowie unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zielsysteme bei den VNB	116
2.2.3.1	Fokus auf Koordinations- und dabei gerade auch Standardisierungsfragen bei der Annahme öffentlich ausgerichteter Verteilnetzbetreiber	116
2.2.3.2	Ausgestaltung bei Verteilnetzbetreibern mit (nicht zuletzt auch kurzfristiger) Gewinnorientierung	118
2.2.3.3	Fazit	120
2.3	Bisherige Kapazitätsallokation, diskutierte Reformvorschläge und beschlossene zukünftige Kapazitätsallokation (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen	121
2.3.1	Bisherige Kapazitätsallokation (gültig bis zum 31. Dezember 2023)	121
2.3.1.1	Darstellung	122
2.3.1.1.1	„Traditionelle Regelungen“ bezüglich des Anschlusses von (neuen) Lasten in der Niederspannung	122
2.3.1.1.2	Ergänzende Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG	123
2.3.1.2	Einordnung und Kritik	124
2.3.1.2.1	Allgemeine und übergreifende Aspekte	124
2.3.1.2.2	Konstellation (A): Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung durch die BNetzA ist bisher nicht erfolgt	126
2.3.1.2.3	Konstellation (B): Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung durch die BNetzA ist erfolgt	128
2.3.1.2.4	Fazit	128
2.3.2	Diskutierte (und nicht umgesetzte) Reformvorschläge	129
2.3.2.1	Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) des BMWi basierend auf dem BET-Vorschlag der Spitzenglättung	129
2.3.2.1.1	Darstellung	130
2.3.2.1.2	Einordnung und Kritik	135
2.3.2.1.2.1	Fokus auf teilflexible Nachfrager	135
2.3.2.1.2.2	Ergänzende Betrachtung mit Bezug zu vollflexiblen Nachfragern	138
2.3.2.1.2.3	Fazit	139

2.3.2.2	Zeitvariable Netzentgelte von Consentec.....	139
2.3.2.2.1	Darstellung.....	140
2.3.2.2.2	Einordnung und Kritik.....	142
2.3.2.2.2.1	Zeitvariable Netzentgelte als alleiniger Kapazitätsallokationsmechanismus (Consentec-Vorschlag)....	143
2.3.2.2.2.2	Zeitvariable Netzentgelte als vorgeschalteter Kapazitätsallokationsmechanismus (Kombinationsvorschlag) .	144
2.3.2.2.2.3	Fazit	148
2.3.2.3	Weitere Reformvorschläge	150
2.3.3	Beschlossene zukünftige Kapazitätsallokation (gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023)	153
2.3.3.1.1	Darstellung.....	153
2.3.3.1.2	Einordnung und Kritik.....	160
2.3.3.1.2.1	„Zielmodell netzorientierte Steuerung“ ohne Betrachtung der Option von zeitvariablen Netzentgelten im Modul 3.....	161
2.3.3.1.2.2	Zeitvariable Netzentgelte im Modul 3 als ergänzende Option ..	168
2.3.3.1.2.3	Übergangsvorschriften	168
2.3.3.1.2.4	Fazit	168
2.3.4	Fazit und Handlungsempfehlungen.....	169
3	Integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie (institutionelle) Ausgestaltung der Kapazitätsplanung im Rahmen der Regulierung	171
3.1	Technisch-systemische Grundlagen, (institutionelle) Ausgangslage und integrierte Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation	171
3.1.1	(Ergänzende) Technisch-systemische Grundlagen und (institutionelle) Ausgangslage sowie Rahmenbedingungen	171
3.1.1.1	Aufgaben von Verteilnetzbetreibern	171
3.1.1.2	Ausgangslage, zu erwartende Entwicklungen und institutionelle Rahmenbedingungen	172
3.1.2	Integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation.....	173
3.1.2.1	Grundsätzliche Handlungsoptionen des VNB	174
3.1.2.2	Abwägung zwischen Netzausbau und Kapazitätsallokationsmechanismen und sich daraus ergebende langfristig technisch-systemisch sinnvolle Kapazitätserweiterungsstrategien	175
3.1.2.2.1	Relevante Einflussgrößen auf die Abwägung zwischen den Handlungsoptionen.....	175
3.1.2.2.1.1	Kostenstrukturen der Handlungsoptionen	175
3.1.2.2.1.2	Prognosemöglichkeiten über die Entwicklungen auf der Lastseite und den zukünftigen Kapazitätsbedarf durch die VNB.....	178
3.1.2.2.1.3	Geschwindigkeit des Markthochlaufs neuer Lasten und Dauer der Umsetzung der Handlungsoptionen des VNB	179
3.1.2.2.1.4	Weitere Einflussfaktoren	179
3.1.2.2.2	Zentrale Schlussfolgerungen bei der Abwägung zwischen den Handlungsoptionen und sich daraus ergebende (technisch-systemisch) sinnvolle Netzausbaustrategie für VNB.....	179
3.1.3	Zusammenfassung und Annahmen für die folgenden abstrakten normativen Analysen	182

3.2	Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Abstrakt normative Analyse	184
3.2.1	Analyse mit Bezug zu einem gewinnorientierten Verteilnetzbetreiber (im Ein-Ebenen-System).....	184
3.2.1.1	Grundlagen	184
3.2.1.1.1	Betrachtungsfokus bei den weiteren Analysen mit Bezug zu einem Verteilnetzbetreiber.....	184
3.2.1.1.2	(Abgeleitetes) Zielsystem.....	185
3.2.1.1.3	(Abstrakte) Analyse von Regulierungsverfahren für ein Unternehmen aus dem Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur (ohne expliziten Sektorbezug)	186
3.2.1.1.3.1	Zentrale (Gestaltungs-)Bereiche einer (Monopol-)Regulierung	187
3.2.1.1.3.2	Zentrale Gestaltungsfragen und idealtypische Regulierungsverfahren	188
3.2.1.1.3.2.1	Zentrale Gestaltungsfragen	188
3.2.1.1.3.2.1.1	(Idealtypische) Anreizregime	189
3.2.1.1.3.2.1.2	Leistungs- bzw. Aufgabenumfang und Frage der (Output-)Ebene („Bundling / Unbundling“).....	192
3.2.1.1.3.2.1.3	Dauer von Regulierungsperioden (ggf. differenziert nach separaten Aufgabenbereichen) im Falle von (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen	192
3.2.1.1.3.2.1.4	Vergütungshöhenfestsetzung im Falle von (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen	192
3.2.1.1.3.2.2	Idealtypische Regulierungsverfahren	194
3.2.1.1.3.3	Zentrale Herausforderungen bei einer Regulierung und zentrale Einflussfaktoren auf die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens	196
3.2.1.1.3.3.1	Zentrale Herausforderung bei einer Regulierung	196
3.2.1.1.3.3.2	Zentrale Einflussfaktoren auf die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens	197
3.2.1.1.3.4	Eignung der idealtypischen Regulierungsverfahren für die Regulierung eines Unternehmens der leitungsgebundenen Infrastruktur	202
3.2.1.1.3.4.1	TOTEX-Anreizregulierung.....	202
3.2.1.1.3.4.2	Differenzierte Anreizregulierung.....	202
3.2.1.1.3.4.3	Monitoring-Regulierung.....	203
3.2.1.1.3.4.4	Fazit	204
3.2.1.2	Analyse von Regulierungsverfahren für einen Verteilnetzbetreiber	204
3.2.1.2.1	Eignung von Regulierungsverfahren im Allgemeinen	204
3.2.1.2.1.1	Von Kapazitätserweiterungserfordernissen (implizit weitgehend) abstrahierend.....	204
3.2.1.2.1.1.1	TOTEX-Anreizregulierung.....	204
3.2.1.2.1.1.2	Differenzierte Anreizregulierung.....	205
3.2.1.2.1.1.3	Monitoring-Regulierung.....	205
3.2.1.2.1.1.4	Schlussfolgerungen / Fazit.....	206
3.2.1.2.1.2	Unter besonderer Berücksichtigung von Kapazitätserweiterungserfordernissen	206
3.2.1.2.1.2.1	TOTEX-Anreizregulierung.....	206
3.2.1.2.1.2.2	Differenzierte Anreizregulierung.....	207
3.2.1.2.1.2.3	Monitoring-Regulierung.....	208
3.2.1.2.1.2.4	Schlussfolgerungen / Fazit.....	208
3.2.1.2.2	Ausgestaltung der (öffentlichen) Bedarfsplanung im Rahmen der Regulierung im Speziellen	209
3.2.1.2.2.1	Szenariorahmen für die Bedarfsplanung	210
3.2.1.2.2.2	Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs	210
3.2.1.2.2.3	Einbezug lokaler Stakeholder.....	210
3.2.1.2.3	Fazit	211
3.2.2	Analyse mit Bezug zu mehreren (gewinnorientierten) Verteilnetzbetreibern (im Zwei-Ebenen-System).....	212
3.2.2.1	Zusätzliche Herausforderungen bei der Gestaltung einer Regulierung von VNB in einem Mehrebenensystem und Gründe für eine Zentralisierung von Regulierungskompetenzen bzw. zentrale Vorgaben	212
3.2.2.2	Eignung der Regulierungsverfahren in einem Zwei-Ebenen-System	213
3.2.2.3	Fazit	214

3.3 Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Status quo (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen.....	217
3.3.1 Darstellung.....	217
3.3.1.1 Einführung und historische Entwicklung der Anreizregulierung in Deutschland.....	217
3.3.1.2 Derzeitige Regulierung der Verteilnetzbetreiber.....	219
3.3.1.2.1 Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV.....	219
3.3.1.2.1.1 Überblick und wesentliche Elemente.....	219
3.3.1.2.1.2 Wirkungsweise des Effizienzvergleichs für VNB.....	221
3.3.1.2.2 Netzausbaupläne nach § 14d EnWG.....	223
3.3.1.2.3 Fazit.....	225
3.3.2 Einordnung und Kritik.....	225
3.3.2.1 Bei Abstraktion von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG.....	225
3.3.2.2 Unter Berücksichtigung von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG.....	232
3.3.2.3 Fazit.....	232
3.3.3 Handlungsempfehlungen.....	233
4 Fazit.....	234
Literaturverzeichnis.....	237
Rechtsquellenverzeichnis.....	265

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Idealierte Darstellung der Netzebenen im deutschen Stromsystem	3
Abbildung 2: Betrachtete Nachfrage- und Angebotsarten bei LI.....	34
Abbildung 3: Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus (idealisierte und stark vereinfachte Darstellung)	66
Abbildung 4: Möglicher Tagesverlauf eines zeitvariablen Netzentgelts im HT-NT-Fall im Vergleich zu einem nicht-zeitvariablen Netzentgelt	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gängige Ladeverfahren und Ladezeiten (bei einem angenommenen Verbrauch von 20 kWh pro 100 km)	38
--	----

Verzeichnis der Kästen

Kasten 1: Bedeutung und Arten von Ladeinfrastruktur	36
Kasten 2: Kurzüberblick über die Ausgestaltung gestufter Bepreisung und deren (weitere) Anwendungsfälle	102
Kasten 3: Weitere Einflussfaktoren und Gestaltungsfragen bei Regulierungsverfahren für VNB	217

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AC	Alternating Current / Wechselstrom
Agora	Agora Energiewende
ALF	Altdorfer Flexmarkt
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
B-LI	Basis-Ladeinfrastruktur
BBH	Becker Büttner Held Rechtsanwälte Steuerberater Unternehmensberater PartGmbH
BET	BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BEV	Battery Electric Vehicle
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGBI	Bundesgesetzblatt
BiKo	Bilanzkreiskoordinator
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNE	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BK 6	Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BK 8	Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BKZ	Baukostenzuschuss
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
C/sells	C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland
CAPEX	Capital Expenditures
CCS	Combined Charging System / Kombiniertes Ladesystem
CEE	Commission on the Rules for the Approval of the Electrical Equipment / Internationale Kommission für die Regelung der Zulassung elektrischer Ausrüstungen
Consentec	Consentec GmbH
ct	Cent
DC	Direct Current / Gleichstrom

DEA	Dateneinhüllungsanalyse
E-Bridge	E-Bridge Consulting GmbH
Ecofys	Ecofys Germany GmbH (<i>zwischenzeitlich: Navigant; heute: Guidehouse, Inc.</i>)
EE	Erneuerbare Energien
EK-Quote	Eigenkapital-Quote
EnFG	Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (Energiefinanzierungsgesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EMS	Energie-Managementsystem
f-mFP-AR	flexibilisiertes modifiziertes Festpreis-basiertes Anreizregime
f-FP-AR	flexibilisiertes Festpreis-basiertes Anreizregime
FCFS	first come, first served
FNN	Forum Netztechnik / Netzbetrieb des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE)
FP-AR	Festpreis-basiertes Anreizregime
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Fraunhofer ISI	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
HT	Hochlasttarif
i. d. R.	in der Regel
i. e. S.	im engen Sinne
i. S. v.	im Sinne von
i. V. m.	in Verbindung mit
i. w. S.	im weiten Sinne
IEC	International Electrotechnical Commission / Internationale Elektrotechnische Kommission
iMS	intelligentes Messsystem
IT	Informationstechnik
kV	Kilovolt
kVA	KiloVoltAmpere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWP	kommunale Wärmeplanung
LI	Ladeinfrastruktur

M-AR	Monitoring-basiertes Anreizregime i. e. S.
MITNETZ	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
MIV	motorisierter Individualverkehr
mFP-AR	modifiziertes Festpreis-basiertes Anreizregime
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz)
N-LI	Nebenbei-Ladeinfrastruktur
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung)
NIÖ	Neue Institutionenökonomik
NLL	Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH
NT	Niederlasttarif
OPEX	Operational Expenditures
ö-B-LI	öffentliche Basis-Ladeinfrastruktur
P2H-Anlage	Power-to-Heat-Anlage
PA-Theorie	Prinzipal-Agenten-Theorie
Prio-Stufe	Prioritätsstufe
PV	Photovoltaik
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
RAP	Regulatory Assistance Project
reBAP	regelzonenübergreifender Bilanzausgleichsenergiepreis
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RLM-Metering	Messung nach dem Verfahren der Registrierenden Leistungsmessung
SFA	Stochastische Effizienzgrenzenanalyse
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende
SLP	Standardlastprofil
ST	Standardtarif
Std.	Stunden
SteuNA	Steuerbarer Netzanschluss
SteuVE	Steuerbare Verbrauchseinrichtung
SteuVerG	Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz)

StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
T-LI	Tankstellen-Ladeinfrastruktur
TAB	Technische Anschlussbedingungen Niederspannung
TAK	Transaktionskosten
TAK-Theorie	Transaktionskostentheorie
TOTEX	Total Expenditure
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (Strom)
VDA	Verband der Automobilindustrie e. V.
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDE-AR-N 4100	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (Technische Anschlussregeln Niederspannung)
VNB	Verteilnetzbetreiber (Strom)
VS-Metering	Viertelstunden-scharfes Metering
VS-Zähler	Zähler zur Durchführung eines Viertelstunden-scharfen Meterings
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
ZSG-Messung	Zählerstandsgangmessung
ZSG-Metering	<i>siehe ZSG-Messung</i>
ZVEI e.V.	ZVEI e.V., Verband der Elektro- und Digitalindustrie (vormals: Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie)
zvNE	zeitvariable Netzentgelte

1 Einleitung und übergreifende Grundlagen

1.1 Ausgangslage, zu erwartende Entwicklungen und Problemlage

Die Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens und der daraus abgeleiteten nationalen Klimaschutzziele in Deutschland, die eine kontinuierliche Reduktion der Treibhausgasemissionen bis hin zu einer fast vollständigen Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 bzw. nach aktuellem Stand im Jahr 2045 vorsehen, erfordert umfangreiche Transformationsmaßnahmen in allen Bereichen des Energiesystems.¹ Sowohl in der Strom- und Wärmeversorgung als auch im Verkehrssektor ist eine nahezu vollständige Abkehr von der Verwendung fossiler Energieträger und damit einhergehend eine Umstellung auf regenerative Energieträger, also eine umfassende „Energiewende“, zu vollziehen. Dem Stromsektor kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Rolle zu, da regenerativ erzeugter Strom einen wesentlichen Schlüssel und den Ausgangspunkt zur Reduktion der Treibhausgasemissionen in den verschiedenen Sektoren darstellt.²

Dabei deuten verschiedene (technisch-systemische)³ Analysen darauf hin, dass eine umfassende Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs (MIV) durch batterieelektrische Fahrzeuge (Elektromobilität)⁴ sowie der Wärmeversorgung über Power-to-Heat (P2H)-Anwendungen (und dies insbesondere durch Wärmepumpen) für die Dekarbonisierung des gesamten Energie- und Verkehrssystems von hoher Bedeutung sind.⁵ Um diese Energieumwandlungsschritte, die häufig auch als Sektorkopplung bezeichnet werden,⁶ zu realisieren und den Strombedarf dieser sogenannten neuen Lasten aus regenerativen Quellen zu decken, ist ein weiterer Ausbau der Stromerzeugung im Bereich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien durch Windenergie und Photovoltaik (PV) unerlässlich. Vor allem Elektrofahrzeuge und in einem häufig allerdings geringeren Ausmaß auch P2H-Anlagen / Wärmepumpen ermöglichen, Energie (zwischen-) zu speichern. Im Gegensatz zu den sogenannten traditionellen Lasten im Stromsektor, die derzeit noch den Hauptteil der Stromnachfrage bei Haushalten (aber auch vieler kleinerer Nachfrager⁷ in weiteren Bereichen wie Handel und Dienstleistungen) ausmachen, sind die neuen Lasten daher insofern flexibel, als dass sie aus technischer Sicht recht problemlos innerhalb gewisser Grenzen ihre Stromnachfrage zeitlich verschieben können. Dies gilt in

¹ Vgl. bspw. FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021a).

² Vgl. FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021b, S. 45).

³ Vgl. GIZZI (2016, S. 9–13), WEBER (2017, S. 8–9) und BECKERS / GIZZI / JÄKEL (2013) für eine Definition des Begriffs.

⁴ In dieser Arbeit wird die Bezeichnung „Elektromobilität“ in einem engen Sinne verwendet und nur auf rein batterieelektrische Fahrzeuge („Battery Electric Vehicle“ – kurz: BEV) bezogen. Elektromobilität in einem weiten Sinne kann auch weitere Formen wie bspw. die sogenannte „Wasserstoffmobilität“ beinhalten. Vgl. für eine Definition und Abgrenzung der Begriffe bspw. das Glossar auf der Internetseite „Erneuerbar Mobil“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), abgerufen am 15.06.2023 unter <https://www.erneuerbar-mobil.de/glossar/elektromobilitaet-definition-der-bundesregierung>.

⁵ Vgl. z. B. AGORA THINK TANKS ET AL. (2024, S. 37–48), PROGNOSE / ÖKO-INSTITUT / WUPPERTAL-INSTITUT (2021, S. 59 ff.), FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021c), FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021d), BCG (2021, S. 105 ff.) oder DENA (2021, S. 102 ff. und 160 ff.).

⁶ Vgl. WIETSCHEL ET AL. (2018) für eine Definition des Begriffs „Sektorkopplung“.

⁷ Für alle in dieser Arbeit genannten Akteursgruppen wird der Einfachheit halber die männliche Form verwendet (z.B. Stromnachfrager, Elektrofahrzeugnutzer etc.). Selbstverständlich sind damit Personen jeglichen Geschlechts dieser Akteursgruppe gemeint.

besonderer Weise für die Elektromobilität als die in dieser Arbeit im Vordergrund stehende neue Last. Aufgrund der zeitlichen Flexibilität ist zukünftig zu erwarten, dass die neuen Lasten Strom dann nachfragen werden, wenn sich im Zuge einer marktlichen Koordination zwischen (Gesamt-)Stromangebot und -nachfrage ein niedriger zentraler Strompreis einstellt.⁸ Ein damit einhergehender Effekt dürfte sein, dass die sogenannte „Gleichzeitigkeit“ der Nachfrage nach Stromverteilnetzkapazität in der Niederspannung bei den neuen Lasten vergleichsweise hoch ist.⁹ Anders formuliert, kann angenommen werden, dass die Stromnachfrage der (vielen) einzelnen Elektrofahrzeuge und P2H-Anlagen / Wärmepumpen relativ stark korreliert (und zwar insbesondere zu Zeiten niedriger zentraler Strompreise) auftritt. Die Fähigkeit der neuen Lasten, Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu den Zeiten aufzunehmen, in denen er in großen Mengen erzeugt wird und die Nachfrage niedrig ist, kann im Übrigen dazu beitragen, den notwendigen Kapazitätsbedarf an (Zwischen-)Speichern sowie den Ausbaubedarf bei den Windenergie- und PV-Anlagen im deutschen (Gesamt-)Stromsystem zu begrenzen.¹⁰ Bei den traditionellen Lasten lässt sich hingegen annehmen, dass die zukünftige Nachfrage wie bisher eher unkorreliert mit dem zentralen Strompreis erfolgt und die Gleichzeitigkeit der Nachfrage im Vergleich zu den neuen Lasten insofern geringer ausfällt.

Bei den bisherigen Überlegungen ist der Stromtransport von den Erzeugungsanlagen zu den Abnehmern durch das Stromnetz nur am Rand thematisiert und (implizit) davon ausgegangen worden, dass es keine Engpässe im Bereich der Stromnetze gibt. Die Stromübertragungsnetze, die die Netzebene der Höchstspannung des Wechselstromnetzes (220 und 380 kV)¹¹ umfassen, sind nicht Gegenstand dieser Arbeit und werden daher allenfalls am Rande thematisiert. Damit einhergehend wird für die Stromübertragungsnetze (implizit) diese Annahme aufrechterhalten.¹² Während über die Übertragungsnetze der überregionale Stromtransport und somit der Ausgleich von Erzeugung und Last über Regionen hinweg erfolgt, übernehmen die Verteilnetze verschiedene Aufgaben. Neben dem Anschluss von Erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen dient die Netzebene der Hochspannung (110 kV) dem regionalen Ausgleich von Erzeugung und Last. Auf den Netzebenen der Mittel- (üblicherweise 10 bis 30 kV) und Niederspannung (üblicherweise unter 1 kV) erfolgen die in dieser Arbeit im Fokus stehende Anbindungen der Endkunden im Haushaltsbereich sowie weiterer eher kleinerer Abnehmer, insbesondere im Gewerbe- und Dienstleistungsbereich. Ferner werden auf dieser

⁸ Siehe Abschnitt 2.1.1 für eine Begriffserklärung des „zentralen Strompreises“ bzw. des „Strompreises im zentralen Stromsystem“.

⁹ Eine erhöhte Gleichzeitigkeit bei der Nachfrage nach Stromverteilnetzkapazität könnte bei neuen Lasten ebenfalls auftreten, wenn diese im Kontext von Kapazitätsengpässen auf höheren Spannungsebenen im Stromnetz als flexible Lasten genutzt werden (bspw. im Rahmen des sogenannten Redispatches im Übertragungsnetz) oder wenn neue Lasten als flexible Verbraucher für sogenannte Systemdienstleistungen genutzt werden (wie z. B. das Angebot von Regelleistung). Beide Aspekte werden jedoch in dieser Arbeit nicht oder allenfalls am Rand mitbetrachtet.

¹⁰ Vgl. SCHILL (2020).

¹¹ Neben der Netzebene der Höchstspannung (380 kV- und 220 kV) des Wechselstromnetzes werden dem Übertragungsnetz auch die geplanten Onshore-Gleichstromleitungen sowie die (Wechsel- und Gleichstrom-) Offshore-Leitungen zugerechnet, mit denen die Offshore-Windparks an das deutsche Stromsystem angebunden werden. Vgl. HEUCK / DETTMANN / SCHULZ (2013, S. 76–90).

¹² Kapazitätsengpässe bei den Übertragungsnetzen sowie Mechanismen zu deren Vermeidung (wie bspw. Redispatch oder das sogenannte „Nodal Pricing“) sind somit nicht Thema dieser Arbeit. Vgl. NEUHOFF / BOYD (2011) für eine Definition der Begrifflichkeiten.

Spannungsebene die kleinen Erneuerbaren Energien-Erzeugungsanlagen (EE-Erzeugungsanlagen) angeschlossen (siehe Abbildung 1).¹³

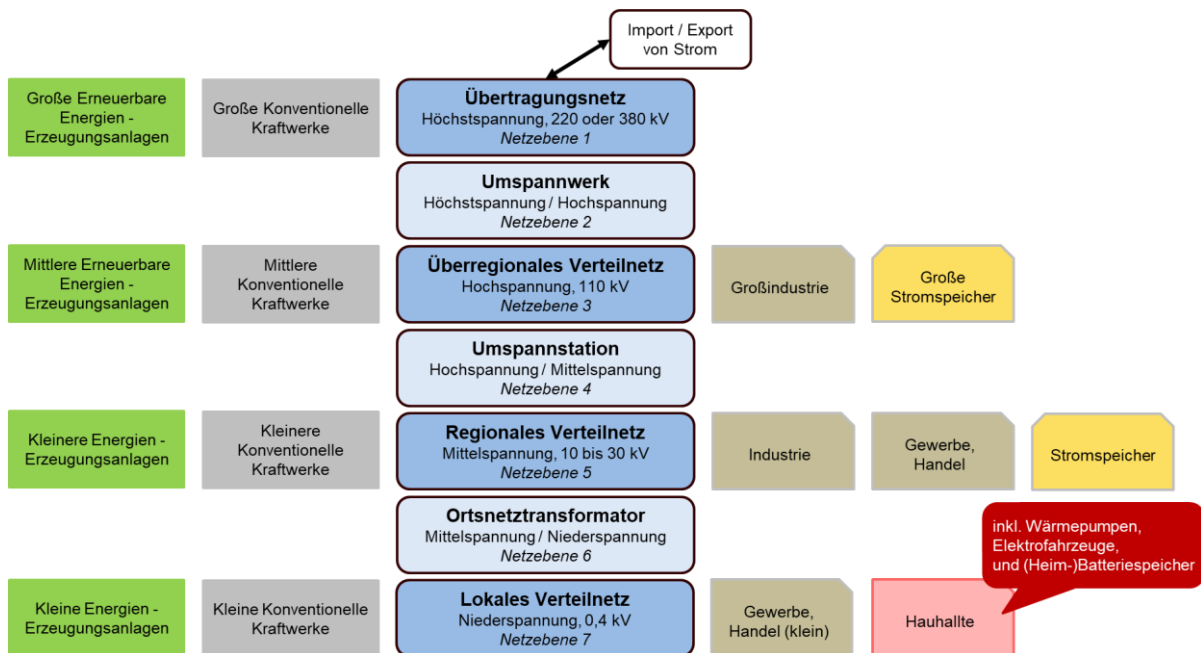


Abbildung 1: Idealisierte Darstellung der Netzebenen im deutschen Stromsystem¹⁴

Aufgrund der im Vergleich zu den neuen Lasten geringeren Gleichzeitigkeit bei traditionellen Lasten sind in den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze bislang nur in einem moderaten Ausmaß Lastspitzen aufgetreten und damit einhergehend ist die Kapazitätsdimensionierung der Verteilnetze grundsätzlich so erfolgt, dass quasi nie Engpässe im Verteilnetz vorlagen.^{15, 16} Lediglich in einem relativ begrenzten Ausmaß ist in der Vergangenheit die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität durch die (Haushalts- und weiteren kleineren) Kunden beeinflusst worden. Dies ist nicht zuletzt durch bestimmte (technische) Regelungen erfolgt, die Endabnehmer zu beachten oder zu akzeptieren haben, wenn sie sich für einen Stromnetzanschluss mit einer bestimmten Kapazität entscheiden. Auf diese Weise konnte

¹³ Vgl. HEUCK / DETTMANN / SCHULZ (2013, S. 82–87) für eine detaillierte Betrachtung des Aufbaus der Stromnetze sowie der Aufgaben in den einzelnen Spannungsebenen.

¹⁴ Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Darstellung auf der Internetseite des Forschungszentrums Jülich, abgerufen am 17.12.2024 unter https://www.energiesystem-forschung.de/kurz-erklart/energie_transportieren sowie an die Darstellung bei SMARD - Strommarktdaten für Deutschland auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, abgerufen am 17.12.2024 unter <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/214010>.

¹⁵ Vgl. HEUCK / DETTMANN / SCHULZ (2013, S. 509–513) für einen kurzen Überblick zu den bisherigen Grundsätzen der Planung von Stromnetzen in der Nieder- und Mittelspannung.

¹⁶ Durch den zunehmenden Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen (vor allem von Photovoltaik-Anlagen) sind bereits in der Vergangenheit auch in der Nieder- und Mittelspannung Kapazitätsengpässe aufgetreten, denen überwiegend durch einen entsprechenden Netzausbau begegnet wurde. Infolge der zu erwartenden weiteren Zunahme der lokalen EE-Einspeisung im Zuge der Energiewende können auch zukünftig auf den unteren Spannungsebenen der Verteilnetzebene „erzeugungsgetriebene“ Netzengpässe auftreten. Der Einfluss der lokalen EE-Erzeugung auf mögliche Netzengpässe in den unteren Spannungsebenen wird in dieser Arbeit nicht bzw. allenfalls am Rande berücksichtigt. Vgl. zu den technischen Aspekten sowie Vorschriften bei der Netzintegration von Erzeugungsanlagen HEUCK / DETTMANN / SCHULZ (2013, S. 515–530) und zur Thematik „erzeugungsgetriebener“ Engpässe bspw. AGRICOLA ET AL. (2012, S. 142 ff.), BÜCHNER ET AL. (2014) oder NABE ET AL. (2017, S. 49 ff.).

im Bedarfsfall präventiv der Anschaffung besonders laststarker Endgeräte¹⁷ der Endkunden entgegengewirkt werden, was das Auftreten besonders hoher Lastspitzen verhindert hat. Nur in extrem seltenen Fällen sind beim Betrieb der Verteilnetze in den unteren Spannungsebenen Überlastungssituationen aufgetreten, in denen Verteilnetzbetreiber (VNB) dann als Notfallmaßnahme (und dies nicht zuletzt zur Vermeidung von Schäden an den Netzanlagen) Nachfrager temporär vom Stromsystem abgekoppelt haben.

Aufgrund der zu erwartenden erheblichen Zunahmen der Anzahl der Elektrofahrzeuge und der P2H-Anlagen / Wärmepumpen, die insbesondere bei einem (gesteuerten) Strombezug nach Knappheiten beim (Gesamt-)Stromangebot und -nachfrage über den zentralen Strompreis nicht nur eine recht hohe Gleichzeitigkeit, sondern außerdem z. T. auch hohe Leistungen aufweisen, ergibt sich die Problemlage, dass Netzengpässe in den Verteilnetzen zukünftig nur komplett verhindert werden können, wenn diese umfangreich ausgebaut werden. Dies dürfte insbesondere für die in dieser Arbeit im Mittelpunkt stehenden Netzebenen der Nieder- und ergänzend der Mittelspannung gelten.¹⁸ Bereits heute ist die Situation auf der Last- und Erzeugungsseite, die Netztopologie und -dimensionierung sowie letztendlich auch die Kapazitätssituation in den vielen deutschen Verteilnetzen und ferner in den verschiedenen Gebieten der einzelnen Verteilnetze sehr unterschiedlich und diese Heterogenität dürfte zukünftig noch weiter zunehmen.¹⁹ In diesem Zusammenhang ist zu erwarten, dass in einzelnen Netzsträngen der Niederspannung, in denen die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und P2H-Anlagen / Wärmepumpen besonders schnell voranschreitet, möglicherweise bereits in absehbarer Zeit sogenannte „lastgetriebene Kapazitätsengpässe“ auftreten können.²⁰

1.2 Grundsätzliche Handlungsoptionen, zentrale Themen und Fragestellungen

Wenn im Kontext der dargestellten Entwicklungen „lastgetriebene Verteilnetzengpässe“ aufzutreten drohen oder bereits vorliegen, bestehen zwei grundsätzliche Handlungsoptionen:

- **Kapazitätserweiterung / Verteilnetzausbau:** Erstens besteht die (bereits erwähnte) Option, die Verteilnetzkapazität auszubauen. Eine extreme (Rand-)Lösung wäre die ebenfalls bereits erwähnte Option, durch sehr umfangreiche Kapazitätserweiterungen das Auftreten von Engpässen komplett zu verhindern.
- **Kapazitätsallokation (in oder zur Vermeidung von Engpassituationen):** Zweitens kann in einem deutlich umfangreicheren Ausmaß als in der Vergangenheit praktiziert auf Kapazitätsallokationsmaßnahmen zurückgegriffen werden, um zum einen Kapazitätsengpässe vorausschauend zu verhindern sowie zum anderen akut vorliegende Engpassituationen im Betrieb zu managen, ohne dabei auf „Notfallmaßnahmen“, die mit einem ungeplanten

¹⁷ Unter Endgeräten werden in dieser Arbeit die stromverbrauchenden Geräte im Haushalt bzw. bei den Nachfragern verstanden. Siehe Abschnitt 2.1.3 für eine Darstellung dieser Endgeräte bzw. Lasten.

¹⁸ Vgl. JÖRLING ET AL. (2019, S. 57 ff.).

¹⁹ Vgl. NABE ET AL. (2017, S. 49 f.).

²⁰ Vgl. HELD ET AL. (2019).

Abschalten einzelner Nachfrager oder einzelner Netzstränge verbunden sind, zurückgreifen zu müssen.

Aufgrund einer möglichen Dynamik bei einer zu erwartenden Zunahme der neuen Lasten und der heterogenen Situation in den deutschen Verteilnetzen sowie der erforderlichen Zeiträume für die Vorbereitung und die (bauliche) Durchführung von Netzausbaumaßnahmen dürfte es in keinem Fall möglich sein, durch Anwendung der erstgenannten Handlungsoption das Entstehen von Engpässen komplett zu vermeiden. Insofern ist zumindest für Situationen, in denen ein Ausbau zur Vermeidung von Engpassituationen nicht zeitlich umsetzbar ist, zu entscheiden, welche Mechanismen für die Allokation knapper Verteilnetzkapazität anzuwenden sind.²¹

Da die beiden dargestellten Handlungsoptionen keinesfalls in einem vollständig substitutiven Verhältnis zueinander stehen, stellt sich die Frage der Ausgestaltung einer Kombination von investiven Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung und der Anwendung von Allokationsmechanismen. Eine derartige Kombination weist auch eine intertemporale Komponente auf, denn es ist nicht nur über das Ausmaß, sondern auch über die Zeitpunkte von Ausbaumaßnahmen zu entscheiden. Davon ausgehend, dass zumindest langfristig ein gewisser Verteilnetzausbau sinnvoll ist und außerdem berücksichtigend, dass zumindest temporär Engpassprobleme nicht komplett zu verhindern sein werden, steht folgend grundsätzlich die Frage der Ausgestaltung einer Kombination der beiden Handlungsoptionen im Mittelpunkt.²²

Die Eignung der beiden Handlungsoptionen im Einzelfall (d. h. in einem einzelnen Verteilnetz oder einem Teil eines Verteilnetzes) und somit die Art und Weise ihrer Kombination wird – hier zunächst ohne Betrachtung von u. a. im Rahmen von institutionenökonomischen Analysen zu berücksichtigender (institutionell bedingter) Effekte (wie bspw. dem Anfallen von Transaktionskosten) – wesentlich von den beiden folgend dargestellten (Einfluss-)Faktoren beeinflusst:²³

- **Kosten eines Verteilnetzausbaus:** Erstens sind die Kosten relevant, die bei einem Verteilnetzausbau anfallen. In diesem Zusammenhang ist nicht zuletzt der Verlauf der Kostenfunktion für Verteilnetzkapazität zu berücksichtigen. So verursachen die im Bereich der Nieder- und Mittelspannung (insbesondere im urbanen Gebiet) regelmäßig erforderlichen Aufgrabungen sehr hohe (Fix-)Kosten, während die kapazitätsbedingten Kosten von Stromleitungen, die nach einer erfolgten Aufgrabung verlegt werden, von eher untergeordneter Bedeutung sind und vor allem lediglich proportional mit der Kapazität ansteigen.

²¹ Im Rahmen der Analysen in dieser Arbeit wird ausgeklammert, ob die langfristigen Kapazitäten im Bausektor überhaupt ausreichen, um den notwendigen Verteilnetzausbau bis 2050 bzw. 2045 zu ermöglichen. In diesem Kontext werden somit auch weder mögliche Maßnahmen betrachtet, wie eine derartige Kapazität bei Bedarf ausgeweitet werden könnte, noch welche alternativen Optionen bei dauerhaft fehlenden Kapazitäten im Bausektor existieren.

²² Eine weitere zumindest partiell substitutive Handlungsoption sind dezentrale Batteriespeicher, die im Verteilnetz verortet sind und direkt durch den VNB gesteuert werden, um auf diese Weise (zumindest partiell) Kapazitätsengpässe im Verteilnetz zu vermeiden. Dieser Lösungsansatz wird bei den Analysen in dieser Arbeit allerdings (überwiegend) ausgeklammert.

²³ Siehe Abschnitt 3.1.2.2 für eine Diskussion weiterer Einflussfaktoren.

- **Kosten der Anwendung von Allokationsmechanismen:** Zweitens sind vor allem die Kosten im Sinne eines Verlustes von Nutzen bei den Nachfragern zu berücksichtigen, wenn deren Nachfrage in Engpasssituationen infolge der Anwendung von Allokationsmechanismen bezüglich der Verteilnetzkapazität nicht wie gewünscht erfüllt, sondern dann i. d. R. zeitlich verschoben oder ggf. sogar dauerhaft verdrängt wird. Die Kosten des zeitlichen Verschiebens der Nachfrage sind in bestimmten Konstellationen, und zwar insbesondere beim sogenannten akuten Engpassmanagement im Zusammenspiel mit den dargestellten gewissen Speichermöglichkeiten der neuen Lasten, u. U. einfach zu ermitteln. Wenn in einer derartigen Konstellation die Nachfrage aus Zeiträumen, in denen der (zentrale) Strompreis besonders günstig ist (und daher eine besonders hohe Nachfrage vorliegt), in Zeiträume verschoben wird, in denen Strom teurer ist, so ergibt sich der Nutzenverlust aus der Differenz der zentralen Strompreise zwischen diesen beiden Zeiträumen.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass (speziell akute) Engpassmanagementmechanismen, die gezielte Zuordnungen der Verteilnetzkapazität an ausgewählte Nachfrager erlauben (und somit von Notfallmaßnahmen abzugrenzen sind) und in diesem Zusammenhang als „anspruchsvolle Allokationsmechanismen“ bezeichnet werden können, nur anwendbar sind, wenn technisch und ergänzende institutionelle Voraussetzungen insbesondere im Bereich des Messwesens („Metering“) sowie der möglichst präzisen Ermittlung der genauen Auslastung der Verteilnetzkapazität im Betrieb erfüllt sind. Die Erfüllung dieser Voraussetzungen wird mit Kosten einhergehen.

Wie angesprochen, kann eine zu Engpasssituationen führende Begrenztheit der Netzkapazität – und in diesem Zusammenhang auch speziell die Verteilnetzkapazität in der Niederspannung – zur Folge haben, dass im Gesamtsystem der Stromversorgung an anderen Stellen und dies insbesondere im Bereich der Stromerzeugung höhere Kosten anfallen. Dieser (Einfluss-)Faktor ist zunächst für die (Kapazitäts-)Auslegung der Verteilnetze von Relevanz und insofern ebenfalls bei einer Entscheidung über den Rückgriff auf die beiden dargestellten Handlungsoptionen zu beachten.²⁴ Weiterhin besteht aber auch eine Beziehung zu dem Ausmaß der Vorteile, die sich aus den (infolge der Erfüllung der erwähnten technischen und auch institutionellen Voraussetzungen vorliegenden) Fähigkeiten ergeben, Stromverbräuche differenziert zu messen sowie die Netzauslastung zu kennen und dann anspruchsvolle Engpassmanagementmechanismen anzuwenden.

Ein für ein Verteilnetz verantwortlicher Akteur wird – speziell, wenn er die Erreichung gesamtwirtschaftlicher Ziele anstrebt – unter Berücksichtigung der vorstehend vorgestellten Einflussfaktoren eine Entscheidung über den Rückgriff auf die Handlungsoptionen des Netzausbaus und der Allokation knapper Verteilnetzkapazität im Kontext von (existierenden oder drohenden) Verteilnetzengpässen zu fällen haben. Dabei bietet es sich an, unterschiedliche Optionen vor allem im Rahmen sogenannter „techno-ökonomischer“ Analysen, die Erkenntnisse über die Nachfrage- und die Angebotsseite (und dabei insbesondere Kostenfunktionen) und somit sogenanntes „technisch-

²⁴ Siehe hierzu Abschnitt 3.1.2.

systemisches Wissen“ berücksichtigen, genauer zu betrachten und zu vergleichen.²⁵ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird dies jedoch nicht erfolgen und es wird lediglich grundlegendes technisch-systemisches Wissen zu Angebot und Nachfrage berücksichtigt, wie z. B. über Kostenfunktionen sowie über die Charakteristika der (neuen) Lasten und dabei vor allem über deren Bedeutung für die Nachfrager und deren Relevanz sowohl für das „dezentrale Stromsystem“ im Verteilnetzbereich als auch das zentrale Stromsystem mit Bezug zu Deutschland.²⁶

Im Mittelpunkt dieser Arbeit stehen vielmehr institutionenökonomische Analysen, die sich auf die folgenden beiden zentralen Themenbereiche beziehen:

- **Eignung verschiedener institutioneller Ansätze für die Ausgestaltung der Allokation knapper Verteilnetzkapazität (Themenbereich „Kapazitätsallokation“):** Für die Kapazitätsallokation im Verteilnetz existieren diverse Ausgestaltungsoptionen. Unter anderem ist eine Entscheidung über das Allokationsverfahren zu fällen. So kann beispielsweise auf Auktionen, ein Windhundrennen nach dem „first come, first served“ („FCFS“)-Prinzip oder eine Kriterien-basierte Entscheidung des Betreibers eines Verteilnetzes zurückgegriffen werden. Ferner kann durch die Vorgaben von (Listen-)Preisen bezüglich der Verteilnetzkapazität das Verhalten der Nachfrager (vorausschauend) beeinflusst und damit ggf. eine Engpasssituation verhindert werden. In dieser Arbeit wird die Eignung verschiedener Ausgestaltungsoptionen zur Kapazitätsallokation im Hinblick auf die Erreichung definierter Ziele, welche kurz im weiteren Verlauf dieses einleitenden Kapitels sowie im späteren Abschnitt 2.2.2.1.1 noch dargestellt werden, untersucht. In diesem Zusammenhang sind nicht zuletzt die mit der Komplexität der einzelnen (Ausgestaltungs-)Optionen in Verbindung stehenden jeweils anfallenden Transaktionskosten zu berücksichtigen.²⁷ Die Frage der Kapazitätsallokation stellt einen der beiden zentralen Themenbereiche in dieser Arbeit dar und adressiert aus ökonomischer Sicht ein Selektionsproblem.²⁸

²⁵ Vgl. GIZZI (2016, S. 10-14 sowie 29 f.), WEBER (2017, S. 7–13) sowie BECKERS / GIZZI / JÄKEL (2013) für eine Erläuterung der Rolle des technischen Systems als Grundlage für Analysen auf Basis der neuen Institutionenökonomik und BECKERS ET AL. (2019, S. 7–9) insbesondere für die Relevanz von Wissen und unterschiedlichen Wissensständen beim Vergleich von alternativen öffentlichen (Politik- und Regulierungs-)Maßnahmen unter Rückgriff auf (institutionen-)ökonomischen Analysen.

²⁶ Bei Einnahme einer weitergehenden Sichtweise wäre auch die Verbindung zu den Stromsystemen der europäischen Nachbarn und letztendlich das gesamte europäische Stromsystem zu berücksichtigen.

²⁷ Ferner sind beispielsweise auch die bereits angesprochenen Kosten der Metering-Einrichtungen und für die Steuerung der Endgeräte der neuen Lasten zu beachten, mit denen der Stromverbrauch der Nachfrager in einzelnen Zeiteinheiten festgestellt und gesteuert wird. Diese Kosten können sich in Abhängigkeit der angewendeten Kapazitätsallokationsverfahren unterscheiden.

²⁸ Unter dem Begriff der Allokation werden in dieser Arbeit sowohl die Bereiche „Selektion“ als auch „Matching“ zusammengefasst. Ein Selektionsproblem liegt allgemein vor, wenn für ein bestimmtes Gut die Nachfrage nach diesem Gut das Angebot übersteigt und somit zumindest eine partielle Knappheit vorliegt, die es zu adressieren gilt. Beim sogenannten Matching übersteigt die Nachfrage nach einem Gut das Angebot nicht und es geht vorwiegend um die (bestmögliche) Vermittlung von Nachfrage und Angebot. Obwohl die diskutierten Konstellationen nahezu ausschließlich Selektionsprobleme darstellten, wird im Rahmen der Arbeit überwiegend von einem Allokationsproblem gesprochen und nicht weiter zwischen Selektions- und Matching-Problemen unterschieden.

- **Eignung verschiedener Ausgestaltungsoptionen der (Monopol-)Regulierung von VNB mit dem Schwerpunkt auf der Kapazitätsausbauplanung (Themenbereich „Integrierte Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie (institutionelle) Ausgestaltung der Kapazitätsausbauplanung“):** Eine Vielzahl der VNB in Deutschland ist (vollständig oder zumindest teilweise) in privater Eigentümerschaft und agiert gewinnorientiert. Die Notwendigkeit einer (externen) Monopolregulierung durch einen Regulierer ist unstrittig.²⁹ Je nach Ausgestaltung der Regulierung entscheidet ein Regulierer u. a. entweder (mehr oder weniger) direkt, welche Verteilnetzkapazität vom VNB zu wählen ist, oder er beeinflusst eine diesbezügliche Entscheidungsfällung durch den VNB, in dem er Anreizmechanismen etabliert. Zu klären ist, wie die eine institutionelle Lösung darstellende (Monopol-)Regulierung ausgestaltet werden sollte, damit von einem gewinnorientierten VNB (ggf. unter Berücksichtigung (mehr oder weniger) direkter regulatorischer Vorgaben) Entscheidungen so gefällt werden, dass öffentlich definierte Ziele erreicht werden.³⁰ Die zur Zielerreichung notwendigen Entscheidungen hinsichtlich Maßnahmen zur Kapazitätserweiterung sind nicht zuletzt auch von Entscheidungen bezüglich der Anwendung von Kapazitätsallokationsmechanismen abhängig, sodass Interdependenzen mit dem ersten Themenbereich bestehen. Bei der Analyse und Bearbeitung der Ausgestaltung der Regulierung ist außerdem zu berücksichtigen, dass noch diverse weitere Auswirkungen (jenseits der Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung) bestehen, was auch die Erreichung öffentlicher Ziele tangiert. In diesem Zusammenhang kann auf eine Implikation der Ausgestaltung der Regulierung auf die (letztlich von den Nachfragern zu tragenden) Kosten im Allgemeinen und die Kapitalkosten (im Sinne von „Cost of Capital“) im Speziellen verwiesen werden. Damit stellt die Regulierung von VNB im Allgemeinen und mit Bezug zur Kapazitätsausbauplanung im Speziellen den zweiten zentralen Themenbereich dieser Arbeit dar.

Beide zentrale Themenbereiche dieser Arbeit beziehen sich auf sogenannte Bereitstellungsentscheidungen³¹ und sind in vielerlei Hinsicht eng miteinander verknüpft, was auf die Bedeutung integrierter Betrachtungen und integriert gestalteter Lösungen hinweist. So hängt das Ausmaß, in dem Kapazitätsallokationsmechanismen als Alternative zur Kapazitätserweiterung in Betracht gezogen werden sollten, u. a. maßgeblich davon ab, inwiefern es gelingt, derartige Mechanismen auf eine sinnvolle Art zu designen. Da die Ausgestaltung der Regulierung Auswirkungen auf beim VNB anfallenden (Kapital-)Kosten und damit auf die Höhe der Verteilnetzausbaukosten haben kann, beeinflusst die Regulierung das sinnvolle Ausmaß von Netzausbaumaßnahmen und damit einhergehend die Bedeutung von Kapazitätsallokationsmechanismen.

²⁹ Vgl. LENZ (2019, S. 12–15) für einen Überblick über verschiedene Ansätze, mit denen die Notwendigkeit einer (Monopol-)Regulierung von Netzinfrastrukturunternehmen hergeleitet und begründet wird. Diese Diskussion wird im späteren Abschnitt 3.2.1.1.3.1 kurz aufgegriffen.

³⁰ Auf die Ziele, auf deren Erreichung eine Regulierung ausgerichtet werden kann, wird in diesem einleitenden Kapitel (und zwar vor allem im Abschnitt 1.3) sowie im späteren Abschnitt 3.2.1.1.2 noch eingegangen.

³¹ Vgl. hierzu VORWERK (2024, S. 17–20).

In Deutschland waren im Jahr 2021 laut Bundesnetzagentur (BNetzA) 866 Stromverteilnetzbetreiber tätig,³² deren Verteilnetze auf der Angebots- und Nachfrageseite – wie bereits erwähnt – durchaus sehr heterogen sind.³³ Diese VNB sind in der Vergangenheit bei Entscheidungen bezüglich der Netzkapazitätsauslegung und der Kapazitätsallokation grundsätzlich sehr ähnlich vorgegangen. Derzeit werden sie nach einem grundsätzlich weitgehend einheitlich ausgestalteten (Regulierungs-)Verfahren reguliert. In diesem Kontext wird in dieser Arbeit mit Bezug zu den beiden zentralen Themenbereichen „Kapazitätsallokation“ und „Integrierte Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie (institutionelle) Ausgestaltung der Kapazitätsausbauplanung“ untersucht, wie geeignete institutionelle Lösungen aussehen, die sich auf ein Verteilnetz sowie einen VNB beziehen. Anschließend erfolgt eine Betrachtung mit Bezug zu einem Mehrebenensystem, und zwar konkret einem Zwei-Ebenen-System, in dem Regeln ebenfalls zentral (und somit auf der ersten Ebene) definiert werden und dann für sämtliche Akteure, hier also VNB, auf der untergeordneten (zweiten) Ebene gelten. Insofern gliedert sich der normative Teil der Analyse in dieser Arbeit in vier Teile, die sich aus den beiden zentralen Themenbereichen ergeben, die jeweils sowohl mit Bezug zu einem VNB (und somit einem „Ein-Ebenen-System“) als auch zu einem Zwei-Ebenen-System betrachtet werden.

Angemerkt sei, dass bei den Analysen in dieser Arbeit der Betrachtungsraum sowohl institutionelle Lösungen in einem engen Sinne, die (nur) Regelsysteme adressieren (aber keine organisatorischen Aspekte berücksichtigen), als auch institutionelle Lösungen in einem weiten Sinne, die neben institutionellen Lösungen in einem engen Sinne auch organisatorische Lösungen einschließen, umfasst. Organisatorische Lösungen oder Organisationen basieren nicht nur auf Regelsystemen, sondern berücksichtigen auch Ressourcen und in diesem Zusammenhang auch Personen als Akteure. Allerdings werden in dieser Arbeit organisatorische Aspekte lediglich in einzelnen Fällen und eher am Rande thematisiert, sodass bei den Analysen vornehmlich institutionelle Lösungen in einem engen Sinne betrachtet werden.

1.3 Ziel der Analysen, zugrunde gelegtes Zielsystem sowie Unterteilung und (weitere) Grenzen der Analysen

Bei den Analysen in dieser Arbeit wird das Ziel verfolgt, institutionelle Lösungen für die Kapazitätsallokation und die Kapazitätsauslegung beeinflussende (Monopol-)Regulierung zu analysieren. Um geeignete institutionelle Lösungen zu identifizieren, sind (zumindest implizit) verschiedene institutionelle Gestaltungsoptionen miteinander zu vergleichen und mit Bezug zu einem definierten Zielsystem (relativ) zu bewerten. Das übergreifende Zielsystem in dieser Arbeit, das den Analysen zu beiden zentralen Themenbereichen zugrunde liegt, ist die (möglichst) effektive und effiziente Transformation des gesamten Energiesystems zur Erreichung der anvisierten Klimaschutzziele. Dabei wird bei der Beurteilung von Effizienzfragen insofern eine „Nachfrager-Perspektive“ eingenommen, als dass die zukünftig von den Nachfragern (langfristig) zu leistenden Zahlungen sowie Transaktionskosten (TAK) möglichst gering ausfallen und ferner

³² Vgl. BNETZA / BKARTA (2023, S. 107).

³³ In dieser Arbeit wird im Folgenden von Verteilnetzbetreibern (oder kurz VNB) gesprochen, womit – sofern nicht anders beschrieben – stets die Verteilnetzbetreiber im Stromsektor gemeint sind.

Nutzenverluste bei den Nachfragern nur in einem sinnvollen Umfang auftreten sollen.³⁴ Damit einhergehend sollen VNB grundsätzlich keine „ungerechtfertigten Gewinne“ erzielen können.³⁵ Die VNB sollen daher auch keine Knappheitsrenten erhalten oder zumindest nicht von der Entstehung von Knappheitsrenten im Zusammenhang mit Engpasssituationen in den Verteilnetzen selbst profitieren.

Aus dem vorgestellten übergeordnetem Zielsystem folgt unter anderem auch, dass die thematisierten institutionellen Lösungen für die Stromverteilnetze im Bereich der Kapazitätsallokation und der (Monopol-)Regulierung auf der einen Seite die für die Dekarbonisierung des Verkehrs- bzw. Wärmesektors notwendigen Investitionen in Elektrofahrzeuge und P2H-Anlagen / Wärmepumpen sowie deren Integration in den Stromsektor anreizen und damit die Effektivität der Transformation sicherstellen sollen. Auf der anderen Seite sollen gleichzeitig die dafür anfallenden Kosten im Gesamtsystem, die auch TAK einschließen, möglichst gering ausfallen, sodass gleichzeitig die Effizienz der Transformation sichergestellt ist. Bei der Betrachtung von Wirkungen bestimmter regulatorischer Instrumente und Mechanismen erfolgt keine Beschränkung auf die Verteilnetzebene, sondern es wird vielmehr das Gesamtstromsystem berücksichtigt. Dieses recht allgemein gehaltene übergreifende Zielsystem wird im weiteren Verlauf der Arbeit mit Blick auf die beiden zentralen Themenbereiche noch näher konkretisiert.³⁶

Im Rahmen dieser Arbeit ist es nicht möglich, sehr konkrete und detaillierte Ausgestaltungsvorschläge für geeignete institutionelle Lösungen (und im Extremfall sogar Formulierungsvorschläge für Gesetze, Verordnungen o. Ä.) zu unterbreiten. Dies ist vor allem dem fehlenden Einbezug vertiefter technisch-systemischer und juristischer Expertise geschuldet. Außerdem ist oftmals für die Herausarbeitung konkreter Vorschläge eine umfassende Praxisexpertise – z. B. bezüglich der derzeitigen Funktionsweise der Regulierung der VNB – von hohem Wert. Über diese verfügen in erster Linie Praktiker, z. B. aus der BNetzA als der in Deutschland auf Bundesebene für die VNB zuständigen Regulierungsbehörde. Vor diesem Hintergrund können zwar bei einigen Analysen in dieser Arbeit z. T. recht konkrete Ergebnisse generiert werden, in anderen Bereichen können jedoch teilweise nur geeignete Lösungsräume aufgezeigt werden, die in vertiefenden Analysen noch weiterentwickelt und ausdifferenziert werden müssen.

Im Hinblick auf die Erreichung der mit dieser Arbeit verfolgten Ziele werden die Analysen zu den zwei zentralen Themenbereichen jeweils wie folgt in (Untersuchungs-)Stufen unterteilt:

- **Abstrakte normative Analysen:** In einer ersten Stufe erfolgen abstrakte normative Analysen, die – wie bereits erwähnt – zunächst mit Bezug zu einem Ein-Ebenen- und anschließend zu einem Zwei-Ebenen-System durchgeführt werden. Diese Analysen sind insofern (in besonderer Weise) abstrakt, als dass (implizite) Modellierungen erfolgen, die diverse vereinfachende

³⁴ Vgl. BECKERS ET AL. (2010, S. 30 ff.) oder BECKERS ET AL. (2014, S. 2–3 und 218) für eine Definition der „Nachfrager-Perspektive“ sowie der Unterschiede zu einem wohlfahrtsökonomischen Zielsystem.

³⁵ Dabei ist die Nebenbedingung zu beachten, dass Unternehmen nicht opportunistisch behandelt werden und diese somit ihre Investitionen (inkl. einer risikoadäquaten Verzinsung) refinanzieren und Kosten durch die von den Nutzern erzielten Einnahmen grundsätzlich abdecken können, soweit diese nicht durch „ineffizientes“ Agieren bedingt sind.

³⁶ Siehe Abschnitt 2.2.2.1.1 und Abschnitt 3.2.1.1.2.

Annahmen enthalten und damit einhergehend auch Themengebiete ausklammern, um den Analyseumfang zu begrenzen. In diesem Zusammenhang werden bei den Analysen zum Themenbereich der Kapazitätsallokation z. B. vereinfachende Annahmen zum Verständnis des VNB über die Kapazitätsauslastung einzelner Stränge im Zeitverlauf oder zum Metering getroffen sowie Standardisierungsfragen mit Bezug zu Endgeräten und deren Steuerung zunächst nicht mitbetrachtet. Weiterhin wird die (Grundsatz-)Frage der Gestaltung der Netzentgeltsystematik ausklammert oder nur am Rande berücksichtigt. Beim Themenbereich der integrierten Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie der (institutionellen) Ausgestaltung der VNB-Regulierung wird bspw. ein Fokus auf die Kapazitätsausbauplanung bei der Ausgestaltung der Regulierungsverfahren gelegt, aber viele weitere wichtige Aspekte können nicht oder allenfalls am Rande beleuchtet werden. Übergreifend über die zentralen Themenbereiche wird ferner (weitestgehend) von Pfadabhängigkeiten abstrahiert und viele Details hinsichtlich der existierenden Akteure werden nicht berücksichtigt. Normativ sind die Analysen in dem Sinne, als dass angestrebt wird, institutionelle Lösungen zu identifizieren, die im Lichte des herangezogenen Zielsystems besonders geeignet sind.

- **Kurze Einordnung des Status quo und Handlungsempfehlungen:** In einer zweiten Stufe werden zunächst die derzeit in Deutschland bestehenden Regelungen und Regulierungen mit Bezug zu den beiden zentralen Themenbereichen dieser Arbeit aus (institutionen-)ökonomischer Sicht kurz eingeordnet. Dabei erfolgt ein Fokus auf die Darstellung der zentralen Aspekte und das Herausstellen wesentlicher Defizite. Insbesondere werden für den ersten Themenbereich dieser Arbeit die in § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthaltenen derzeitigen Regelungen sowie der Beschluss der BNetzA vom 27. November 2023 zur Kapazitätsallokation auf der Niederspannungsebene im Verteilnetz betrachtet und bewertet. Für den zweiten Themenbereich dieser Arbeit werden vor allem die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur (Monopol-)Regulierung der VNB und die Netzauspläne für VNB nach § 14d EnWG betrachtet und bewertet. Sodann werden unter Berücksichtigung der Ergebnisse der abstrakten normativen Analyse Handlungsempfehlungen zur Anpassung der Regelungen abgeleitet, wobei Pfadabhängigkeiten (zumindest implizit) zu berücksichtigen sind. Diese Empfehlungen beziehen sich vornehmlich auf grundsätzliche Ausgestaltungsfragen und adressieren nicht (zumindest nicht explizit) sämtliche Aspekte, die im Rahmen der abstrakten normativen Analysen berücksichtigt worden sind. In diesem Zusammenhang wird auch auf weiteren Klärungs- sowie Konkretisierungsbedarf verwiesen und es werden Hinweise für ein geeignetes zukünftiges Vorgehen zur Ableitung konkreter(er) Ergebnisse gegeben. Bei derartigen weiteren Analysen kann es sich dann z. T. wiederum anbieten, die im Rahmen der abstrakten normativen Analysen herausgearbeiteten Erkenntnisse aufzugreifen.

1.4 Neue Institutionenökonomik als Basis für die Analysen und die Relevanz von (insbesondere) technisch-systemischem sowie institutionellem Wissen

Da bei den Analysen in dieser Arbeit zu den aufgezeigten zwei zentralen Themenbereichen institutionelle Ausgestaltungsfragen im Mittelpunkt stehen, wird umfangreich auf grundlegende Theorien³⁷ und Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik (NIÖ) zurückgegriffen.³⁸ Von zentraler Bedeutung für diese Arbeit ist dabei zunächst die Transaktionskostentheorie (TAK-Theorie), nach der – stark verkürzt – die Spezifität den zentralen Einflussfaktor auf die Eignung verschiedener Koordinationsformen darstellt.³⁹ Von besonderer Relevanz für die Analysen in dieser Arbeit sind außerdem die Prinzipal-Agenten-Theorie (PA-Theorie)⁴⁰ und die Theorie unvollständiger Verträge.⁴¹ Zusätzlich fließen in diese Arbeit auch Erkenntnisse der Auktionstheorie⁴² und Industrieökonomik⁴³ in die Untersuchungen mit ein, die sich ebenfalls mit der Wirkung von institutionellen Lösungen und institutionellen Gestaltungsoptionen befassen.

Im Rahmen der Analysen haben Wissensstände (insbesondere) im technisch-systemischem sowie im institutionellen und dabei (aufgrund der grundsätzlichen Ausklammerung juristischer Aspekte in dieser Arbeit) vor allem institutionenökonomischen Bereich eine wichtige Bedeutung für die Analyse und Identifizierung geeigneter Lösungen.⁴⁴ Wenn z. B. das für bestimmte Entscheidungen benötigte technisch-systemische Wissen bei einem für die Regelsetzung oder Regulierung zuständigen zentralen

³⁷ Vgl. GIZZI (2016, S. 33) für eine Definition des Begriffs sowie einen kurzen Überblick über die unterschiedliche Verwendung des Begriffs in der Literatur.

³⁸ Vgl. ERLEI / LESCHKE / SAUERLAND (2016) oder RICHTER / FURUBOTN (2010) für einen ersten groben Überblick über die Theorien der NIÖ. Eine weitergehende und detailliertere Beschreibung der Transaktionskostentheorie sowie der (normativen und positiven) Prinzipal-Agenten-Theorie (normative und positive PA-Theorie), die in der NIÖ häufig in den Bereich der Vertragstheorien eingeordnet werden, ist bei KLATT (2011, S. 46 ff.) sowie WEBER (2017, S. 13–24) zu finden. Die beiden letztgenannten Quellen stellen die Theorien dabei nicht nur isoliert dar, sondern gehen auch auf das Verhältnis der TAK- und der (normativen und positiven) PA-Theorie zueinander ein. Vgl. hierzu auch ALCHIAN / WOODWARD (1987) sowie ALCHIAN / WOODWARD (1988).

³⁹ Die Bedeutung von Transaktionen für die Existenz von Unternehmen wurden erstmals von COASE (1937) thematisiert. Die Überlegungen wurden von Oliver Williamson weiterentwickelt und dieser gilt daher heute als der Begründer der (modernen) TAK-Theorie. Vgl. zur (modernen) TAK-Theorie insbesondere WILLIAMSON (1975), WILLIAMSON (1979) und WILLIAMSON (1985) bzw. WILLIAMSON (1990). Die Relevanz der TAK-Theorie wurde unter anderem in der Begründung für die Vergabe des Alfred-Nobel-Gedächtnispreises für Wirtschaftswissenschaften im Jahr 2009 herausgestellt. Vgl. ECONOMIC SCIENCES PRIZE COMMITTEE (2009).

⁴⁰ Vgl. JENSEN / MECKLING (1976) und EISENHARDT (1989) zur Unterscheidung bzw. Abgrenzung der normativen von der positiven der PA-Theorie. Vgl. bspw. EISENHARDT (1989) für eine Einführung und grundlegende Darstellung der normativen PA-Theorie. Vgl. zur normativen PA-Theorie außerdem HOLMSTRÖM (1979), HOLMSTROM (1983) und MCAFEE / McMILLAN (1986). Für die Grundlagen zur positiven PA-Theorie vgl. bspw. JENSEN / MECKLING (1976), JENSEN (1983), FAMA (1980) und FAMA / JENSEN (1983).

⁴¹ Vgl. GROSSMAN / HART (1986), TIROLE (1999), SCHMITZ (2001) sowie HART (2003). Eine umfassende Darstellung liefert auch die Begründung für die Vergabe des Alfred-Nobel-Gedächtnispreises für Wirtschaftswissenschaften im Jahr 2016. Vgl. ECONOMIC SCIENCES PRIZE COMMITTEE (2016).

⁴² Vgl. zur Auktionstheorie bspw. VICKREY (1961), WILSON (1977), MILGROM (1979), MILGROM / WEBER (1982) und WILSON (1992). Eine Darstellung kann auch den Begründungen für die Vergabe der Alfred-Nobel-Gedächtnispreises für Wirtschaftswissenschaften im Jahr 2020 sowie 1996 entnommen werden. Vgl. ECONOMIC SCIENCES PRIZE COMMITTEE (2020) sowie die Hintergründe für die Vergabe im Jahr 1996 auf der Internetseite der Nobelstiftung, abgerufen am 07.02.2024 unter <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/1996/advanced-information>.

⁴³ Vgl. BESTER (2017) für die Grundlagen der Industrieökonomik. Einen kurzen Überblick über die historische Entwicklung der Industrieökonomik ist bei SCHWALBE (2019, S. 153–154) zu finden.

⁴⁴ Vgl. BECKERS ET AL. (2019, S. 5–10).

öffentlichen Akteur vorliegt (oder von diesem zumindest kurzfristig aufgebaut oder unkompliziert von anderen Akteuren einbezogen werden kann⁴⁵), ist grundsätzlich davon auszugehen, dass in diesem Fall umfangreicher auf direkte technisch-systemische Vorgaben des entsprechenden Akteurs gesetzt werden kann, die dezentralen Akteuren wie einzelnen VNB weniger Entscheidungsspielräume lassen. Bei einer dezentralen Verteilung technisch-systemischen Wissens (z. B. hinsichtlich der Präferenzen von Endkunden oder Kostenstrukturen bei einzelnen VNB), welches auch nur unter Inkaufnahme hoher (oder ggf. sogar prohibitiv hoher) Kosten weitergegeben werden kann, können hingegen marktliche Instrumente (wie bspw. Auktionsverfahren) beim Vorliegen von Allokationsproblemen oder (Anreiz-)Mechanismen im Rahmen von Prinzipal-Agent-Beziehungen vorteilhaft sein. Dabei ist jedoch zu beachten, dass für die (Detail-)Ausgestaltung der entsprechenden institutionellen Lösungen wiederum institutionelles Wissen erforderlich ist. Sofern in einem derartigen Zusammenhang z. B. bestimmte institutionelle (Detail-)Ausgestaltungsfragen nicht vorgelagert (also z. B. im Rahmen dieser Arbeit) beantwortet werden können, ist daher zu beachten, dass der hierfür potentiell zukünftig zuständige öffentliche Akteur (also i. d. R. insbesondere die Exekutive, die regelmäßig Entscheidungsoptionen für die Legislative herausarbeitet und Entscheidungsvorschläge unterbreitet oder im Rahmen gesetzlicher Ermächtigungen selbst Entscheidungen fällt) über das entsprechende erforderliche Wissen verfügen sollte.⁴⁶

1.5 Struktur dieser Arbeit

Die Struktur dieser Arbeit orientiert sich an den beiden zentralen Themenbereichen. In Kapitel 2 wird sich mit der Ausgestaltung von Mechanismen zur Kapazitätsallokation in Stromverteilnetzen befasst. Das Kapitel beinhaltet neben einem Grundlagenabschnitt in Abschnitt 2.1 – wie vorstehend bereits erläutert – eine abstrakte normative Analyse zu dieser Thematik in Abschnitt 2.2, die sich zunächst auf ein Ein-Ebenen- und anschließend auf ein Zwei-Ebenen-System bezieht, sowie in Abschnitt 2.3 eine Einordnung des (institutionellen) Status quo und die Ableitung von Handlungsempfehlungen. In Kapitel 3 wird anschließend die (Monopol-)Regulierung bei VNB thematisiert, wobei die (Bedarfsplanung als Teil der) Kapazitätsausbauplanung bei Stromverteilnetzen im Fokus steht. Nach dem Abschnitt 3.1, in dem technisch-systemischen Grundlagen und dabei insbesondere die integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation diskutiert werden, folgt wiederum in Abschnitt 3.2 eine abstrakte normative Analyse, bei der erneut zunächst ein Ein-Ebenen- und danach ein Zwei-Ebenen-System betrachtet wird. Anschließend wird in Abschnitt 3.3 der entsprechende (institutionelle) Status quo kurz eingeordnet und es werden Handlungsempfehlungen abgeleitet. In Kapitel 4 wird ein Gesamtfazit gezogen.

Im Übrigen sind in diese Arbeit verschiedene Kästen integriert, in denen ergänzend weitere Themen oder Fragestellungen (an-)diskutiert werden. Im Kasten 1 in Abschnitt 2.1.3.2.3 wird auf die Bedeutung und Arten von Ladeinfrastruktur eingegangen. Der Kasten 2 in Abschnitt 2.2.2.4.2.2 liefert einen

⁴⁵ Zu beachten ist dabei, dass Kontrahierungsprobleme bezüglich des entsprechenden Wissens vorliegen können, was die effektive und effiziente Nutzung von bei dritten Akteuren (wie Beratungsunternehmen) verfügbarem Wissen durch einen öffentlichen Akteur erschweren kann.

⁴⁶ Vgl. VORWERK (2024, S. 20–26) für eine grundsätzliche Diskussion institutioneller (Rand-)Lösungen für die Fällung von Bereitstellungsentscheidungen.

Kurzüberblick über die Ausgestaltung gestufter Bepreisung und deren Anwendungsfälle jenseits der in dieser Arbeit thematisierten Kapazitätsallokation bei Stromverteilnetzen. Da bei der Diskussion der Ausgestaltung der (Monopol-)Regulierung bei VNB in dieser Arbeit diverse (relevante) Aspekte ausgeklammert sind, werden im Kasten 3 in Abschnitt 3.2.2.3 kurz weiterführende Einflussfaktoren und Gestaltungsfragen thematisiert.

2 Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen

In diesem Kapitel wird die Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen untersucht. Dafür werden zunächst in Abschnitt 2.1 technisch-systemische Grundlagen zum Untersuchungsgebiet vorgestellt und wesentliche Aspekte des institutionellen Rahmens erläutert, die relevant für das betrachtete Untersuchungsgebiet sind und zunächst als gesetzt angenommen werden. Der Abschnitt 2.2 beinhaltet eine abstrakte normative Analyse. Die Darstellung und Einordnung des Status quo sowie eine Ableitung von Handlungsempfehlungen erfolgen in Abschnitt 2.3.

Für die Analysen in dieser Arbeit werden hauptsächlich die Verteilnetzebenen der Niederspannung und ergänzend der Mittelspannung betrachtet. Die Niederspannungsebene dient dabei vor allem dem Anschluss der privaten Haushalte. Deren Lasten stehen im Fokus der Untersuchungen dieser Arbeit. Bei den (neuen) Lasten wird insbesondere auf die Elektromobilität eingegangen, da diese besonders laststark ist bzw. sein kann und eine vergleichsweise hohe Nachfrageflexibilität aufweist, was im Laufe des Kapitels noch detaillierter erläutert wird. Aufgrund dieser Fokussierung ist in diesem Kapitel grundsätzlich die Ebene der Niederspannung gemeint, wenn allgemein von Verteilnetzengpässen gesprochen wird.

2.1 Technisch-systemische Grundlagen und (berücksichtigter) institutioneller Rahmen

Bei der Vorstellung technisch-systemischer Grundlagen, zentraler Aspekte des institutionellen Rahmens und der wesentlichen Ausgestaltungsfragen bezüglich der Kapazitätsallokation in diesem Abschnitt wird insofern selektiv vorgegangen, als dass speziell für die folgende Analyse der Kapazitätsallokation im Verteilnetz relevante Themen angeschnitten, aber diese zum Teil stark vereinfacht und stark fokussiert dargestellt werden. Teilweise werden auch vereinfachende Annahmen getroffen, die die späteren Analysen erleichtern. Da die Niederspannungsebene der Stromverteilnetze im Fokus der Analysen steht, ist es ferner ausreichend, sich auf das deutsche Stromsystem zu beziehen und Aspekte der Koordination zwischen den nationalen Stromsystemen und Eigenschaften des europäischen Stromsystems im Wesentlichen auszuklammern.

Folgend wird zunächst in Abschnitt 2.1.1 auf die Koordination von Erzeugung und Last im deutschen Stromsystem sowie dabei für Haushalte als Endkunden bestehende Besonderheiten eingegangen. In Abschnitt 2.1.2 werden die Rolle der VNB sowie bisherige Strategien bezüglich der Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung und der -allokation in Verteilnetzen vorgestellt. Die Eigenschaften von traditionellen und neuen Lasten werden in Abschnitt 2.1.3 genauer beleuchtet. Im anschließenden Abschnitt 2.1.4 erfolgt ein kurzer Exkurs zu dezentralen Erzeugungsanlagen. Abschließend wird in Abschnitt 2.1.5 ein kurzes Fazit zu den bisher betrachteten Grundlagen gezogen und dabei auch kurz auf wesentliche Annahmen für die nachfolgende abstrakte normative Analyse eingegangen.

2.1.1 Koordination von Erzeugung und Last im deutschen Stromsystem sowie dabei für Haushalte als Endkunden bestehende Besonderheiten

2.1.1.1 Grundsätzliche Aspekte der Koordination von Erzeugung und Last

2.1.1.1.1 Erfordernis des Ausgleichs von Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last)

Im Stromsystem müssen aufgrund technischer Restriktionen die Summe der Erzeugung (auf der Angebotsseite) und der Last (auf der Nachfrageseite) stets ausgeglichen sein. In Bezug auf das gesamte Stromsystem wird in diesem Zusammenhang auch von dem Erfordernis einer zu jedem Zeitpunkt ausgeglichenen Systembilanz gesprochen.⁴⁷ Zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Systembilanz können sowohl die Erzeugungs- als auch die Nachfrageseite beitragen. Erzeugungsseitig kommen hierbei insbesondere steuerbare Erzeugungsanlagen infrage. Bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z. B. PV- oder Windenergie-Anlagen) besteht hingegen grundsätzlich nur die Möglichkeit der (teilweisen oder vollständigen) Abregelung der Erzeugung. Auch aufgrund der erwarteten Zunahme des Anteils dargebotsabhängiger Erzeugung im zukünftigen Stromsystem rückt somit die Lastseite als Option zum Ausgleich der Systembilanz stärker in den Fokus.⁴⁸ Ein erheblicher Anteil der Last weist jedoch eine geringe Flexibilität auf, was in einer geringen Preiselastizität der Nachfrage seinen Ausdruck findet. Dies gilt insbesondere für die traditionellen Lasten bei den Haushaltskunden.⁴⁹ Für den Ausgleich zwischen Gesamtangebot und -nachfrage im Stromsystem sind bisher vor allem größere Einzellasten (z. B. aus den Bereichen von Industrie und Gewerbe / Handel) von Bedeutung. Zukünftig werden auch die im Fokus dieser Arbeit stehenden neuen Lasten (Elektrofahrzeuge und P2H-Anlagen / Wärmepumpen) ebenfalls eine Rolle beim Ausgleich der Systembilanz spielen können.⁵⁰ Im Übrigen können auch (sonstige Kurz- und Langfrist-)Speicher einen Beitrag zum Ausgleich der Systembilanz leisten, da sie den Strom zunächst nachfragen und einspeichern sowie später den eingespeicherten Strom wieder ausspeichern können.

2.1.1.1.2 Grundsätzliche Funktionsweise des „Strommarktes“

Von den Besonderheiten bei Haushalten und weiteren kleinen Endkunden zunächst abstrahiert, gilt für sämtliche Anbieter und Nachfrager im deutschen Stromsystem, dass sich diese bei ihren Angebots- oder Nachfrageentscheidungen gemäß definierter Regeln zu verhalten haben, damit gewährleistet ist, dass das Gesamtangebot und die -nachfrage im Stromsystem (möglichst) stets übereinstimmen. Eine wesentliche Rolle in diesem auf Bundesebene durch den Gesetzgeber und ergänzend durch die BNetzA (als gesetzlich ermächtigtem Regulierer) definierten Regelsystem spielen folgende Elemente:

⁴⁷ Vgl. für eine kompakte Darstellung der Thematik die gemeinsame Internetseite der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland zur Regelleistung, abgerufen am 07.02.2024 unter <https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Was-ist-Regelenergie>.

⁴⁸ Vgl. bspw. SIMON (2017). Eine Übersicht über die Eigenschaften der Stromnachfrage sowie eine Systematisierung von (lang- und kurzfristigen) Nachfrageelastizitäten ist bei HOFFRICHTER (2021, S. 117–123) zu finden.

⁴⁹ Vgl. WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 15–26) für einen Überblick über verschiedene Studien zu den grundsätzlichen technisch-systemischen Potentialen beim sogenannten Demand Response bei Haushaltskunden. Eine Diskussion von Einflussfaktoren auf das letztlich tatsächliche verfügbare Potential führen HOFFRICHTER (2021, S. 119–121), JOSKOW / TIROLE (2006) sowie WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 27–28).

⁵⁰ Vgl. BANGERT / FRITZ / LINKE (2023, S. 7–9) sowie GODRON ET AL. (2023).

- Sämtliche Akteure auf der Angebots- und der Nachfrageseite haben innerhalb des Marktgebiets und damit innerhalb der aktuell in Deutschland vorliegenden deutschlandweiten Preisgebotszone⁵¹ stets grundsätzlich einen Gegenpart zu finden, der produzierten Strom nachfragt bzw. (vice versa) nachgefragten Strom produziert. Diese Koordination kann durch bilaterale Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern, aber auch durch die Nutzung von Marktplätzen erfolgen. Eine besondere Rolle nimmt dabei der standardisierte Stromhandel ein, der umfangreich über Börsen abgewickelt wird. Dieser erfolgt hinsichtlich in der Zukunft liegender Transaktionen auf dem Terminmarkt sowie hinsichtlich des kurzfristigen Anbietens und Nachfragens von Strom auf dem Spotmarkt, wobei der sich auf den Folgetag beziehende Handel auch als Day-Ahead-Handel bezeichnet wird. Sich auf am selben Tag beziehende (Markt-)Transaktionen bezüglich des Angebots und der Nachfrage erfolgen auf dem Intra-Day-Markt.⁵² Neben den Erzeugern und Nachfragern nehmen umfangreich auch sonstige Akteure an dem Stromhandel teil, die u. a. als (reine) Händler, Risikomanager und/oder Intermediäre eingeordnet bzw. bezeichnet werden können. Diese Akteure werden im Folgenden in dieser Arbeit unter dem Begriff Händler zusammengefasst.
- Die Koordination von Angebot und Nachfrage über den beschriebenen Stromhandel hat sich auf bestimmte Zeiteinheiten zu beziehen. Hierfür sind 15-Minuten-Intervalle, also Viertelstunden, als relevante Zeiteinheit definiert.⁵³ Die Anbieter und Nachfrager haben sich daher über den Strommarkt für jede (zukünftige) Viertelstunde zu koordinieren und für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu sorgen. Damit einhergehend ist bei jedem Anbieter und Nachfrager oder bei jedem Übergang an einen anderen Eigentümer und damit an jeder Einspeise- und Entnahmestelle des deutschen Stromsystems die Strommenge in einem Intervall einer Viertelstunde zu messen. Hierfür kann auf das viel feinere Zeitintervalle berücksichtigende Verfahren der Registrierenden Leistungsmessung (RLM), das im Folgenden auch als „RLM-Metering“ bezeichnet wird, sowie auf das Verfahren der „Zählerstandsgangmessung“ (ZSG-Messung), die folgend auch als „ZSG-Metering“ bezeichnet wird, zurückgegriffen werden. Übergreifend wird für RLM- und ZSG-Metering im Folgenden auch die Bezeichnung „Viertelstunden-scharfes Metering“ (VS-Metering) verwendet. Der hierfür erforderliche Zähler wird als VS-Zähler bezeichnet.⁵⁴
- Grundlage für die Interaktionen bezüglich Strommengen in einzelnen Viertelstunden zwischen Anbietern, Nachfragern und Händlern auf dem Strommarkt ist ein System von Bilanzkreisen.⁵⁵

⁵¹ Vgl. FRONTIER ECONOMICS (2024, S. 14–17).

⁵² Vgl. DIHK / EFET (2020) für eine Übersicht über die Rolle von bilateralen Handelsverträgen sowie für eine Übersicht über die unterschiedlichen Strommärkte. Rund 75 % des Stromhandels erfolgen aktuell außerbörslich über bilaterale Verträge.

Vgl. außerdem BERTSCH ET AL. (2019, S. 10–14) für eine kurze Darstellung des zeitlichen Ablaufs der Handelsprozesse sowie der Handelsfristen im Status quo in Deutschland und SCHWINTOWSKI / SCHOLZ / SCHULER (2021) sowie ZENKE / DESSAU (2021) für einen rechtlichen Überblick.

⁵³ Das Intervall der Viertelstunde ergibt sich bspw. aus § 4 Abs. 2 StromNZV oder § 8 Abs. 2 StromNZV. Vgl. außerdem DIHK / EFET (2020, S. 12).

⁵⁴ Die in Deutschland vorliegenden Messarten und die jeweiligen technischen Voraussetzungen werden im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) definiert.

⁵⁵ Die Vorgabe zur Nutzung von Bilanzkreisen ergibt sich aus § 4 Abs. 1 StromNZV.

Jeder Akteur auf dem Strommarkt ist einem Bilanzkreis zugeordnet. In jedem Bilanzkreis müssen Viertelstunden-scharf die (nachzufragende) eingekaufte Strommenge und die (zu erzeugende) verkaufte Strommenge identisch sein.⁵⁶ Die dafür jeweils verantwortlichen Akteure werden in diesem Zusammenhang auch als Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bezeichnet.⁵⁷

Da dieses Regelsystem das (Gesamt-)Angebot und die (Gesamt-)Nachfrage im gesamten deutschen Stromsystem zusammenführt, wird es folgend in dieser Arbeit auch als der „zentrale Strommarkt“ und der sich dort (für die einzelnen Viertelstunden jeweils) einstellende Preis als der „zentrale Strompreis“ bezeichnet. Der Dispatch, d. h. die Entscheidungen über den Einsatz von Kraftwerken erfolgt jeweils durch die einzelnen Akteure und damit insofern „marktlich“.

2.1.1.1.3 Umgang mit Defiziten des Strommarktes und die Rolle der ÜNB als Systemverantwortliche

Allerdings weist der zentrale Strommarkt auch Defizite bei der Koordination von Gesamtangebot und -nachfrage auf, weshalb er u. a. durch Regelungen ergänzt wird, mit denen den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) eine zentrale Position zugesprochen wird, die dabei alle vier in einer (weitgehend) abgestimmten Weise und somit quasi wie ein integrierter Akteur agieren, dem die (letztendliche) Verantwortung für die Sicherstellung der Funktionsweise des (zentralen) Stromsystems zufällt. In diesem Zusammenhang sind u. a. folgende Punkte zu nennen:

- Aus verschiedenen Gründen (u. a. durch das Problem beim Design des Strommarktes für alle Akteure stets passende Anreize zu setzen und aufgrund von Komplexitäts- / Transaktionskosten-Aspekten) ist nicht in allen Fällen gewährleistet, dass der Strommarkt in jeder Viertelstunde zu dem aus physikalischen Gründen erforderlichen Ausgleich von Strommengen auf der Angebots- und Nachfrageseite führt. Für den Ausgleich der Systembilanz kommt den vier ÜNB eine zentrale Rolle zu, die je nach Bedarf zusätzliche Last oder Erzeugung einsetzen können, für die sie auf die als Reserve zur Verfügung stehende Regelleistung zurückgreifen können.⁵⁸
- Es ist faktisch unmöglich, dass sämtliche Erzeuger und Nachfrager die von ihnen in einer bestimmten Viertelstunde erzeugten bzw. nachgefragten Strommengen exakt voraussehen. Folglich wird es den BKV jeweils nicht (oder zumindest nicht ex ante, d. h. vor dem Zeitpunkt der physischen Angebots- und Nachfrageaktivitäten in der entsprechenden Viertelstunde) stets gelingen, für die einzelnen Viertelstunden die Nachfrage und das Angebot zu prognostizieren und in ihrem Bilanzkreis immer auszugleichen. Im Falle eines nicht ausgeglichenen Bilanzkreises erfolgt eine Pönalisierung des (Bilanzkreis-)Verantwortlichen durch die ÜNB in seiner Rolle als Bilanzkreiskoordinator (BiKo) mittels Rückgriff auf die sogenannte

⁵⁶ Vgl. KREFT (2019, S. 110–117) für eine kompakte Beschreibung der derzeitigen Bilanzkreissystematik in Deutschland.

⁵⁷ Die Rolle der BKV ist in § 4 Abs. 2 Satz 1 StromNZV rechtlich verankert.

⁵⁸ Der Einsatz von dieser sogenannten Regelleistung sowie die zentrale Stellung der ÜNB sind in Abschnitt 2 des zweiten Teils der StromNZV geregelt. Vgl. für eine kurze Übersicht über die Regelleistung die gemeinsame Internetseite der vier ÜNB, abgerufen am 07.02.2024 unter <https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Was-ist-Regelenergie>.

Ausgleichsenergie.⁵⁹ Alternativ ist es auch möglich, dass zwei Bilanzkreisverantwortliche ex post, d. h. nachdem im physikalischen System in einer Viertelstunde Strom angeboten und nachgefragt worden ist, durch Handelsaktivitäten ihre beiden Bilanzkreise ausgleichen oder einem Ausgleich näherbringen, was eine Pönalisierung durch die ÜNB hinfällig werden lassen kann.⁶⁰ Im Übrigen ist es aufgrund der Ausgleichseffekte auf Ebene des Gesamtsystems und der bei Handelsaktivitäten anfallenden (Transaktions-)Kosten nicht nur nicht problematisch, sondern sogar sinnvoll, dass die Bilanzkreise der einzelnen Akteure nicht stets ausgeglichen sind. Wichtig ist lediglich, dass bei den einzelnen Akteuren keine Fehlanreize vorliegen, Bilanzkreise systematisch nicht auszugleichen und somit geplant gegen die Grundsätze des „Marktdesigns“ zu handeln.

- Stromangebot und -nachfrage müssen grundsätzlich nicht nur bezüglich einzelner Viertelstunden ausgeglichen sein, sondern zu jeder einzelnen (noch so kleinen) Zeiteinheit. Dies wird nicht durch den zentralen Strommarkt adressiert. Hierfür tragen wiederum die ÜNB die Verantwortung.⁶¹

Nicht zuletzt ist anzumerken, dass der zentrale Strommarkt auf der Annahme basiert, dass es keine Engpässe im Stromnetz gibt. Dies ist beim Übertragungsnetz in der Praxis so nicht gewährleistet, weshalb die ÜNB teilweise durch sogenannte Redispatch-Maßnahmen in das Ergebnis des Strommarktes eingreifen müssen.⁶² Von derartigen Netzengpässen im Übertragungsnetz wird jedoch im Folgenden abstrahiert. Wenn im weiteren Verlauf dieser Arbeit Netzengpässe in der Niederspannungsebene der Verteilnetze betrachtet werden, wird im Übrigen nur am Rande auf die rückwirkenden Implikationen eingegangen, die Verteilnetzengpässe auf den eben beschriebenen

⁵⁹ Die Wahrnehmung der Aufgaben des BiKo durch die ÜNB ergibt sich aus § 8 Abs. 2 StromNZV. An gleicher Stelle ist auch die Ausgleichsenergie kodifiziert. Vgl. 50HERTZ ET AL. (2023) für die Modellbeschreibung zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP). Da der Preis für die Ausgleichsenergie symmetrisch angelegt ist und sowohl positiv als auch negativ ausfallen kann, ist im Übrigen Folgendes zu beachten: Wenn in der Gesamtheit der Bilanzkreise in einer bestimmten Viertelstunde eine Überdeckung (und somit in der „virtuellen Welt“ des Strommarktes mehr Strom produziert als nachgefragt worden ist) vorgelegen hat, dann kann der Verantwortliche eines Bilanzkreises, in dem es eine Unterdeckung gegeben hat, eine negative Pönalisierung und somit eine Bonuszahlung erhalten. Dies gilt analog bei einer Unterdeckung über die Gesamtheit der Bilanzkreise hinweg für einen eine Überdeckung aufweisenden Bilanzkreis. Vgl. CONSENTEC (2019) sowohl für eine Darstellung des bestehenden als auch eine detaillierte Diskussion zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems.

⁶⁰ Der sogenannte Day-After-Handel oder Yesterday-Handel ist in § 5 Abs. 3 StromNZV angelegt und ermöglicht einen nachträglichen regelzoneninternen Handel bis 16 Uhr am Folgetag. Dieser wurde in der Vergangenheit aufgrund der hohen Transaktionskosten, einen passenden Handelspartner zu finden, recht wenig genutzt und stellt daher einen wenig liquiden Marktplatz dar. Vgl. zum Handeln am Day-After Strommarkt ANDOR ET AL. (2010).

⁶¹ Vgl. bspw. zur Momentanreserve, die einen Teil der Frequenzhaltung darstellt, KNOLL ET AL. (2021), AGRICOLA ET AL. (2016) und CONSENTEC / UNI STUTTGART IFK / TU BRAUNSCHWEIG ELENIA (2023). Zusätzlich werden durch die vier ÜNB weitere sogenannte Systemdienstleistungen erbracht. Vgl. für einen kurzen Überblick SCHWARZ ET AL. (2018, S. 17 ff.) sowie die Internetseite des VDE Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), abgerufen am 23.02.2024 unter <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/vom-netz-zum-system/systemdienstleistungen>.

⁶² Bisher erfolgten Redispatch-Maßnahmen durch den ÜNB vor allem durch das Abregeln bzw. ein angeordnetes Herunterfahren von Kraftwerken im „Stromüberschussgebiet“ („vor“ einem Netzengpass) einerseits und das Hochfahren von (steuerbaren) Kraftwerken im „Nachfrageüberschussgebiet“ („hinter“ dem Netzengpass) andererseits. Im Rahmen des sogenannten „Redispatch 2.0“ können zukünftig auch weitere Erzeugungsanlagen für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden. Vgl. KLOBASA ET AL. (2018) für eine Beschreibung von Redispatch sowie einen Überblick über die technischen Potentiale einzelner Handlungsoptionen.

Mechanismus zum Ausgleich von (Gesamt-)Angebot und (Gesamt-)Nachfrage im zentralen Stromsystem haben können.

2.1.1.1.4 (Marktliche) Koordination mit Bezug zu einzelnen Viertelstunden-Stromprodukten: Vorlauf, (permanente) Reallokationen sowie Berücksichtigung aktueller Informationen und Anpassung von Planungen

Der für einen Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage für einzelne Viertelstunden sorgende Handel von auf die jeweiligen Viertelstunden-bezogenen Strommengen erfolgt mit einem gewissen (mehr oder weniger großen) zeitlichen Vorlauf zur physikalischen Erfüllung der Angebots- und Nachfragezusagen. Dabei findet dieser Handel für ein bestimmtes „Viertelstunden-Stromprodukt“ nicht zu einem einzigen standardisierten Zeitpunkt statt, sondern erstreckt sich über eine längere Zeitspanne. Besonders hoch sind die Handelsaktivitäten und somit die Marktliquidität auf dem Day-Ahead-Markt. Ein Handel kann – wie bereits erläutert – auch im Intra-Day-Handel erfolgen, auf dem die Liquidität im Laufe der Zeit deutlich zugenommen hat.⁶³ Für eine hohe Liquidität ist u. a. bedeutsam, dass sämtliche Anbieter und Nachfrager im gesamten Stromsystem vom zentralen Strommarkt erfasst werden. Festgehalten werden kann damit, dass der Stromhandel für ein bestimmtes Viertelstunden-Stromprodukt während einer längeren Zeitspanne grundsätzlich kontinuierlich stattfindet, wobei die Vorlaufzeit zwischen der Handelsaktivität und der physikalischen Erfüllung der Transaktion immer weiter abnimmt.

Die Marktakteure werden – von spekulativen Strategien einzelner Akteure hier abstrahierend – bei ihren Angebots- und Nachfrageentscheidungen ihre Opportunitätskosten berücksichtigen. Die mit abnehmendem Vorlauf sich verändernden Marktpreise spiegeln aktuelle Informationsstände wider, die z. B. (sich verändernde) Wetterprognosen berücksichtigen können, welche insbesondere von Relevanz für das zukünftig zu erwartenden Ausmaß der Stromerzeugung durch Windkraft- und PV-Anlagen sind. Der kontinuierliche Handel und damit eine Reallokation von Rechten an Strommengen ermöglicht nun ein permanentes Anpassen der Planungen der Akteure. Manche Akteure werden innerhalb sehr großer Preisspannen ihre Planungen kaum anpassen, z. B. werden Windkraft- und PV-Anlagen stets produzieren, wenn der Strompreis für eine bestimmte Viertelstunde größer Null ist.⁶⁴ Im Bereich der traditionellen Lasten werden nennenswerte nachfrageseitige Anpassungen allenfalls bei extrem hohen Preisen erfolgen. Allerdings gibt es auch preiselastische Anbieter und Nachfrager und für diese kann die Berücksichtigung der aktuellen Preisentwicklung eine hohe Bedeutung aufweisen.⁶⁵ Akteure, die keine oder allenfalls geringe Vorteile aus einer umfangreichen Markt- und Marktpreisbeobachtung ziehen könnten, werden auf diese im Kontext der dabei anfallenden Transaktionskosten ggf. verzichten.

Auch die ÜNB prüfen vorausschauend mit Bezug zu einzelnen Viertelstunden, inwieweit sie voraussichtlich Regelleistung einsetzen, Redispatch-Maßnahmen ergreifen oder aufgrund anderer Probleme korrigierend in die Ergebnisse der marktlichen Koordination eingreifen müssen. Hierfür lassen sie sich mit definierten Vorlaufzeiten die (Angebots-)Planungen der einzelnen Erzeuger zukommen, die

⁶³ Vgl. ELCOM (2022, S. 10-11 sowie 20-25).

⁶⁴ Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 102) zur Kostenstruktur von Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien.

⁶⁵ Vgl. MÜLLER / MÖST (2018).

– im Falle wahrheitsgemäßer Angaben – grundsätzlich mit deren Positionen in ihren Bilanzkreisen zu den entsprechenden Zeitpunkten übereinstimmen müssen.⁶⁶ Allerdings greifen die ÜNB nur in einem begrenzten Umfang mit Vorlauf auf die Informationen aus den Bilanzkreisen (und dies auch nicht in aggregierter Form) zurück. Sie erstellen für das eigene Versorgungsgebiet vielmehr umfangreich eigenständige Prognosen, insbesondere zur Nachfrage sowie zum Angebot der Windkraft- und PV-Anlagen.⁶⁷

2.1.1.2 Besonderheiten mit Bezug zu Haushalten als Endkunden

Anders als bislang dargestellt wird nicht bei sämtlichen Nachfragern der Stromverbrauch (verpflichtend) für jede Viertelstunde gemessen und nicht sämtliche Verbraucher werden (zwingend) einzeln und direkt in der Bilanzkreiswelt abgebildet. Dies gilt bisher lediglich für Großverbraucher, die einen Jahresverbrauch von mindestens 100.000 kWh aufweisen.⁶⁸ Die Haushalte als Kleinverbraucher hingegen sind i. d. R. nur indirekt in das im vorherigen Abschnitt vorgestellte Bilanzkreissystem eingebunden, was folgend kurz skizziert wird:

- Bei Haushalten (ohne neue Lasten) erfolgt im Regelfall ein sogenanntes „traditionelles Metering“, bei dem lediglich der Gesamtjahresstromverbrauch erfasst wird.
- Die verschiedenen „Stromvertriebe“⁶⁹ beschaffen auf dem Strommarkt den Strom für die Haushalte und betreiben entweder einen eigenen Bilanzkreis oder übertragen diese Aufgabe an einen anderen BKV. Auf diese Weise werden die Haushalte über die Stromvertriebe ebenfalls in das Bilanzkreissystem integriert. Die Stromvertriebe haben von einem Stromverbrauch der einzelnen Haushalte in einer konkreten Viertelstunde auszugehen, der sich aus dem (über das traditionelle Metering ermittelten) vergangenen Jahresstromverbrauch und einem vom örtlich zuständigen VNB vorgegebenen Standardlastprofil (SLP) ergibt, das empirisch ermittelt wird und die übliche zeitliche Struktur des Stromverbrauchs eines Haushaltskunden abbilden soll.⁷⁰

⁶⁶ Vgl. KREFT (2019, S. 116–117).

⁶⁷ Dies wirft zunächst die Frage auf, ob ein verbesserter bzw. umfangreicherer Zugriff der ÜNB auf Informationen aus dem Bilanzkreissystem deren Planungen verbessern könnte. Ferner kann jedoch auch die grundsätzlichere Frage gestellt werden, welchen Wert die über die marktlichen Prozesse generierten Informationen für die Steuerung des Gesamtsystems aufweisen, wenn die ÜNB auch mit eigenständigen Prognosen hinreichend gut agieren können. In diesem Zusammenhang ist zu berücksichtigen, dass es die Prognoseaktivitäten der ÜNB erleichtern dürfte, dass sich diese nicht auf Ebene eines Bilanzkreises, sondern auf die Summe aller Anbieter sowie Nachfrager und damit auf die Summe aller Bilanzkreise in ihrem Versorgungsgebiet beziehen können. Diese Fragen tangieren jedoch nicht das Untersuchungsgebiet dieser Arbeit und werden daher offen gelassen und nicht weiter betrachtet.

⁶⁸ Vgl. KONSTANTIN (2013, S. 465). Die Nutzung einer vereinfachten Methode bei der Abwicklung der Stromlieferung ist grundsätzlich in § 12 Abs. 1 und 2 StromNEV geregelt. Ergänzend sind auch die Vorgaben aus dem MsbG zu beachten.

⁶⁹ Als „Stromvertriebe“ werden Akteure bezeichnet, die an der Schnittstelle zwischen Haushalten bzw. Nachfragern und dem Stromsystem (und weiteren dort tätigen Akteuren) tätig sind. Der Begriff wird dabei häufig unscharf verwendet und es existieren verschiedene Definitionen, da den Stromvertrieben häufig unterschiedliche Aufgaben zugeordnet werden.

⁷⁰ In der Regel werden die verschiedenen SLP genutzt, die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bereitgestellt werden. Der örtlich für die Entnahmestelle zuständige VNB hat sowohl das passende Profil auszuwählen als auch die notwendige Parametrierung vorzunehmen. Die SLP des BDEW sind auf der Homepage des BDEW zu finden und können dort auch öffentlich heruntergeladen werden. Vgl. hierzu die Homepage des BDEW unter <http://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom> (zuletzt abgerufen am 20.05.2022).

- In den einzelnen Viertelstunden wird der Stromverbrauch der Haushalte eines Vertriebes nicht mit dem für diese Haushalte gemäß dem vorstehenden Verfahren ermittelten Wert übereinstimmen, der von dem entsprechenden Vertrieb bei seinen Handelsaktivitäten zugrunde gelegt worden ist. Vor diesem Hintergrund hat jeder VNB einen sogenannten Differenzbilanzkreis zu führen, in dem er für sein gesamtes Verteilnetzgebiet und damit die dortigen Haushalts- bzw. SLP-Kunden für die einzelnen Viertelstunden die Differenz zwischen den von den Stromvertrieben zu unterstellenden Verbrauchsannahmen und den realen Verbräuchen aller Haushalte auszugleichen hat.⁷¹ Wenn am Ende eines (Abrechnungs-)Jahres die Stromverbräuche der einzelnen Haushalte feststehen, erfolgt nicht nur eine Abrechnung zwischen den Vertrieben und den Haushalten, sondern auch zwischen den Vertrieben und den VNB. Dabei werden zwischen einem konkreten Vertrieb und einem konkreten VNB ex post jeweils die Abweichungen eines Haushalts zwischen den über das Jahr hinweg im Bilanzkreissystem angenommen Verbräuchen und den tatsächlichen Jahresverbräuchen ausgeglichen. Da beim traditionellen Metering die Zeitpunkte bzw. die konkreten Viertelstunden, in denen bestimmte Strommengen verbraucht werden, nicht erfasst werden, ist es nicht möglich, die in den vielen Viertelstunden des Jahres (sehr) unterschiedlichen Strompreise bei diesen Korrekturrechnungen bezüglich der Haushalte zu berücksichtigen. Vielmehr wird vom VNB auf Grundlage der monatlichen Marktpreise ein einheitlicher Preis errechnet, der durch den VNB zu veröffentlichen ist.⁷²

Von dem vorstehend dargestellten Verfahren bei Haushalten kann seit langer Zeit abgewichen werden, wenn Haushalte ein bestimmtes laststarkes Endgerät nur zu bestimmten Zeiten nutzen (bspw. eine Nachtspeicherheizung). In diesem Fall wird neben dem normalen Stromtarif – dem sogenannten Hochlasttarif (HT) – zusätzlich ein gesonderter Niederlasttarif (NT) berechnet. Die Messung des Verbrauchs zu den Zeiten des NT erfolgt über einen zusätzlichen Stromzähler, der dann den Stromverbrauch speziell zu den Zeiten des abweichenden NT misst. Alternativ finden teilweise Zähler Anwendung, die sowohl den Verbrauch zu den Zeiten des HT als auch des NT messen können.⁷³

Um zukünftig das Flexibilitätspotential der neuen Lasten nutzen zu können, kann es sich anbieten, für diese oder für die Haushalte, die die entsprechenden Endgeräte installieren, ein VS-Metering vorzusehen. Damit einhergehend ist für die neuen Lasten vom bisherigen SLP-Verfahren abzuweichen. Denn wenn die Strommengen der entsprechenden Haushalte in den einzelnen Viertelstunden mit dem jeweiligen zentralen Strompreis bepreist werden, besteht für sie ein Anreiz, die Nachfrage in die Zeiten zu schieben, zu denen der zentrale Strompreis niedrig ist. Techno-ökonomische Analysen deuten darauf hin, dass derartige Nachfrageverschiebungen im Bereich der neuen Lasten einen kostengünstigen Beitrag zum Ausgleich zwischen Gesamtstromerzeugung und -nachfrage darstellen

⁷¹ Diese Vorgabe für die VNB ergibt sich aus § 12 Abs. 3 StromNZV.

⁷² Vgl. hierzu § 13 Abs. 3 StromNZV.

⁷³ Diese sogenannten tageszeitabhängigen Tarife sind in § 41a Abs. 1 EnWG gesetzlich verankert.

können.⁷⁴ Bei den folgenden Analysen in dieser Arbeit wird im Übrigen stets angegeben werden, welche Annahmen zum Metering bei den Haushalten im Kontext der Einführung neuer Lasten getroffen werden.

2.1.2 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber sowie bisherige Strategien bezüglich der Kapazitätsallokation (und -auslegung)

2.1.2.1 Aufgaben der Verteilnetzbetreiber

Auf Ebene der Verteilnetze sind die VNB die Systemverantwortlichen und haben somit die Verantwortung für die Funktionsweise des Stromsystems auf der dezentralen Ebene inne. Im Kontext ihrer monopolistischen Stellung sind die VNB dabei nicht nur mit der klassischen (Monopol-)Regulierung konfrontiert, die sich insbesondere auf Höhe der den Kunden berechenbaren Entgelte im Kontext ihrer Aufgaben bei Bau, Erhaltung und Betrieb der Netze bezieht und in Kapitel 3 thematisiert wird,⁷⁵ sondern unterliegen auch hinsichtlich sonstiger Entscheidungen einem umfangreichen Regelungsnetz, das sie auf ein Agieren im öffentlichen Interesse verpflichten soll.⁷⁶

2.1.2.2 Bisherige, auf traditionelle Lasten ausgerichtete Dimensionierung der Verteilnetze und Umgang mit Überlastungssituationen im Betrieb

Auf den dem Anschluss der Haushalte und sonstiger kleiner Verbraucher dienenden Ebenen der Nieder- und teilweise auch Mittelspannung sind die Verteilnetze oftmals als Strahl- und Ringnetze konzipiert und „hinter“ manchen Ortsnetztransformatoren sind nur eine recht geringe Anzahl an Abnehmern lokalisiert.⁷⁷ Auch wenn damit Durchmischungseffekte als Folge des „Gesetzes der großen Zahlen“ nur in einem begrenzten Ausmaß wirken, sind im Kontext der im Vergleich zu den neuen Lasten geringeren Gleichzeitigkeit bei traditionellen Lasten auf diesen Spannungsebenen bzw. Netzbestandteilen ebenfalls die bisher üblichen Kapazitätsdimensionierungsgrundsätze für die Verteilnetze angewendet worden, die das Entstehen von (Netz-)Engpässen im Betrieb grundsätzlich verhindert haben.⁷⁸

Wenn in der Vergangenheit in Ausnahmesituationen im Betrieb die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität das Angebot überstiegen hat, sind zur Vermeidung von Schäden an den Betriebsmitteln und Anlagenbestandteilen der Netzinfrastruktur in den entsprechenden Netzbereichen als „Notfallmaßnahme“ entweder einzelne oder sämtliche Verbraucher in einem Strang bzw. Netzabgang oder in einer Region vom Stromsystem abgekoppelt worden. Dies erfolgt z. T. selbstständig und ohne aktives Eingreifen des VNB, indem Schutzvorrichtungen für einzelne Betriebsmittel aufgrund der (kapazitären) Überlastung des Netzes eine Abkopplung auslösen.⁷⁹

⁷⁴ Vgl. FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021b, S. 16) als exemplarisches Beispiel für verschiedene gesamtsystemische Betrachtungen und den darin modellierten Einbezug neuer Lasten zum Ausgleich eines schwankenden Stromangebots. Zu beachten ist, dass in derartigen Analysen den Vorteilen der Anreizsetzung gegenüber den Haushalten hinsichtlich einer „Gesamtsystem-freundlichen“ Verschiebung der Stromnachfrage auch die erhöhten Metering- und ggf. auch Transaktionskosten adäquat gegenübergestellt werden (sollten). Vgl. dazu auch WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018, S. 27–28).

⁷⁵ Siehe Abschnitt 3.1.1.1 für eine kurze Darstellung und Systematisierung der Aufgaben von VNB.

⁷⁶ Siehe dazu insbesondere Abschnitt 3.2.1.1.3.1.

⁷⁷ Vgl. SILLABER (2016, S. 121) für die Grundlagen zum Aufbau von Stromverteilnetzen in den unterschiedlichen Spannungsebenen.

⁷⁸ Vgl. SILLABER (2016, S. 133 ff.) für einen Überblick zu den Grundsätzen der (Verteil-)Netzplanung.

⁷⁹ Vgl. SCHOSSIG / SCHOSSIG (2021).

2.1.2.3 Bisheriger Rückgriff auf vorgezogene Kapazitätsallokationsmaßnahmen

Allerdings kann aus der – von den angesprochenen Ausnahmesituationen hier abstrahierend – Abwesenheit von Engpasssituationen im Betrieb nicht gefolgert werden, dass bislang keinerlei Maßnahmen bezüglich der Kapazitätsallokation im Verteilnetz vorgenommen worden sind. Die erst seit einigen Jahren existierenden Regelungen in § 14a EnWG bezüglich der Kapazitätsallokation im Verteilnetz hier ausgeklammert, ist auf die folgenden „traditionellen Kapazitätsallokationsmaßnahmen“ zu verweisen:

- Die VNB begrenzen traditionell über ihre Anschlussbedingungen die (Anschluss-)Kapazität, die sie einzelnen Haushalten als „normalen“ Kunden zugestehen. Außerdem haben VNB Vorgaben etabliert, die die Haushaltskunden verpflichten, den zuständigen VNB über den Anschluss laststarker Endgeräte (zumindest) zu informieren oder bei ihnen sogar eine Genehmigung für Anschluss und Betrieb derartiger Endgeräte einzuholen. Derartige Vorgaben beziehen sich auch auf Endgeräte, deren maximale Last kleiner ist als die Hausanschlusskapazität. In diesem Kontext haben VNB traditionell bereits die Möglichkeit, die Kapazitätsallokation zu beeinflussen, indem sie den Anschluss von neuen Endgeräten (zumindest zeitlich befristet) untersagen, wenn durch deren Nutzung Engpasssituationen ausgelöst werden könnten.⁸⁰
- Die Bepreisung der Stromanschlüsse von Verbrauchern berücksichtigt tendenziell deren maximale Kapazität. Jedoch erhöhen sich die Anschlusspreise in einer merklichen Weise erst ab Kapazitäten, die im Regelfall deutlich oberhalb der für die große Anzahl der Haushalte maximal erforderlichen Anschlusskapazität liegen. Insofern dürften durch derartige Preisregime bei der großen Mehrzahl der Haushalte keinerlei (oder zumindest keine wesentlichen) Lenkungswirkungen generiert werden.⁸¹
- Wie bereits erwähnt, nutzten und nutzen insbesondere die in den 1950er bis 1970er installierten Nachtspeicherheizungen einen – über die Netznutzung und Strombelieferung hinweg betrachtet – im Vergleich zum normalen HT reduzierten NT, der regelmäßig jedoch eine Stromnachfrage nur während der Nacht erlaubt und für den i. d. R. ein zusätzlicher Stromzähler notwendig ist. Die durch das Preisregime erzeugte Lenkungswirkung der Stromnachfrage speziell der Nachtspeicherheizungen in Richtung der Nachtstunden hinein, geht folglich durch den zusätzlichen Zähler mit erhöhten Kosten für das Messwesen einher. Zu beachten ist, dass die damals intendierten Lenkungswirkungen nicht unbedingt oder zumindest nicht primär darauf ausgerichtet gewesen waren, die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität zu glätten, sondern vielmehr die Auslastung der damals vorwiegend bestehenden Großkraftwerke zu optimieren.⁸²

Dass in der Vergangenheit keine anspruchsvollen Engpassmanagementmechanismen angewendet worden sind, erscheint im Kontext der hohen (Transaktions-)Kosten, der unflexiblen Nachfrage bei den

⁸⁰ Siehe Abschnitt 2.3.1 für eine detailliertere Darstellung, Einordnung und Kritik einzelner Regelungen.

⁸¹ So ist bspw. im Status quo für Haushalte in der Niederspannung ein Grundpreis vorgesehen, der sich nicht an der maximal im Jahresverlauf nachgefragten Kapazität orientiert. Eine Einmalzahlung wie ein Baukostenzuschuss darf nach § 11 Abs. 3 Niederspannungsanschlussverordnung im Status quo erst ab einer Anschlussleistung von 30 kW erhoben werden. Siehe ebenfalls Abschnitt 2.3.1 für eine detailliertere Darstellung, Einordnung und Kritik dieser Regelungen.

⁸² Vgl. KLEIMAIER / SCHWARZ (2009, S. 60).

traditionellen Lasten⁸³ und der relativ geringen Leistung der überwiegenden Anzahl der traditionellen Endgeräte plausibel. Außerdem weist das Beispiel der Hochtarif-Niedertarif-Differenzierung darauf hin, dass die Beeinflussung der Nachfragezeiten von Endgeräten weiterhin mit zusätzlichen Kosten im Bereich des Messwesens einhergeht.

2.1.3 Eigenschaften von Lasten

In diesem Abschnitt wird auf die Charakteristika der traditionellen und neuen Lasten eingegangen, die eine besondere Relevanz für die Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen haben (können). Dies betrifft insbesondere zunächst die maximale Bezugsleistung der entsprechenden Endgeräte, die von diesen Endgeräten innerhalb bestimmter Zeiträume (wie einer Nacht oder einem ganzen Tag) nachgefragte Energiemenge, das grundsätzliche Nachfrageverhalten beim Strombezug und insbesondere auch das Ausmaß der Gleichzeitigkeit der Nachfrage bei bestimmten (neuen) Lasten. Dabei sind die Energiemengen für die neuen Lasten im Verhältnis zu den Energiemengen, die den traditionellen Lasten in den Haushalten bisher zuzuordnen sind, von besonderem Interesse. Ferner wird auf die jeweilige zeitliche Flexibilität der Nachfrage eingegangen. Zudem wird kurz die Frage der Möglichkeit der Rückspeisung gespeicherter Energie aus den Endgeräten in das Stromnetz thematisiert. Eine besondere Bedeutung weisen Fragen nach der Spezifität von Investitionen auf.⁸⁴ In diesem Zusammenhang ist einerseits von Relevanz, inwieweit die Haushalte bei der Investition in Endgeräte, die Lasten darstellen, spezifisch investieren sowie inwieweit die entsprechenden Endgeräte bzw. deren Funktionen davon abhängen, dass eine bestimmte Verteilnetzkapazität stets oder ggf. auch nur innerhalb gewisser Zeiträume zur Verfügung steht. Andererseits ist zu fragen, inwieweit das Gesamtsystem der Stromversorgung darauf angewiesen ist, dass einzelne Anlagen, die sich in einem Verteilnetz befinden, stets mit dem Gesamtsystem verbunden sind, d. h. nicht zeitweise durch einen Verteilnetzengpass vom Gesamtsystem abgetrennt werden. Im Kontext von Spezifität können ferner die Lebensdauern von Anlagegütern und die Länge von Investitionszyklen sowie Investitionsvolumina von besonderer Relevanz sein.

Folgend werden zunächst kurz die traditionellen Lasten in Abschnitt 2.1.3.1 betrachtet und anschließend wird in Abschnitt 2.1.3.2 ausführlicher auf Batteriespeicher, P2H-Anlagen / Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge als neue Lasten eingegangen.

2.1.3.1 Traditionelle Lasten

Die traditionellen Lasten zeichnen sich zunächst – wie bereits angesprochen – vor allem durch die folgenden Eigenschaften aus:

- Die Leistung der einzelnen Endgeräte ist relativ gering. Endgeräte in Haushalten mit der größten Leistung sind bspw. das Kochfeld mit einer üblichen Leistung von ca. 5 kW, der Backofen mit üblicherweise 2 bis 3 kW, gefolgt von weiteren Geräten wie dem Wasserkocher, der Spül- und

⁸³ Siehe dazu auch die diesbezüglichen Darstellungen im folgenden Abschnitt 2.1.3 (und dort speziell in Abschnitt 2.1.3.1).

⁸⁴ Vgl. zum Begriff der Spezifität bspw. WILLIAMSON (1990, S. 88 ff.).

Waschmaschine, der Kaffeemaschine, dem Staubsauger und der Mikrowelle, die meistens eine Leistungsaufnahme von ca. 1 bis 2 kW aufweisen.⁸⁵

- Die Nachfrage ist im Wesentlichen unflexibel.⁸⁶
- Der Strombedarf und damit ebenfalls der Strombezug der Haushalte für die traditionellen Lasten schwankt im Tagesverlauf stark. Die Gleichzeitigkeit der Nachfrage nach Strombezug ist eher hoch. Wird angenommen, dass der zukünftige Strombezug der traditionellen Lasten auch weiterhin nicht nach Knappheiten im zentralen Stromsystem und damit dem zentralen Strompreis erfolgt, dürfte sich die derzeit zu beobachtende Gleichzeitigkeit der Nachfrage im Wesentlichen nicht ändern.
- Die Jahresstrommenge für die Summe aller Endgeräte eines Haushalts ist recht gering. Als typischer Durchschnittswert wird häufig ca. 3.500 kWh pro Jahr für einen Vierpersonenhaushalt angegeben.⁸⁷

Die Funktionen, die die Endgeräte der traditionellen Lasten erfüllen, weisen eine essentielle Bedeutung für die Befriedigung täglicher Bedürfnisse der Nachfrager in den Haushalten auf. Insofern liegt eine Abhängigkeit der Haushalte von diesen Endgeräten und damit eine Spezifität vor. Bei Abstraktion von eigener Stromerzeugung können die Endgeräte wiederum ihre Funktionen nur erfüllen, wenn sie bei Bedarf stets Strom aus dem Gesamtsystem beziehen können und dafür (uneingeschränkten) Zugriff auf die erforderliche Verteilnetzkapazität haben.

Eine besondere Stellung nehmen die in der Vergangenheit genutzten Endgeräte zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung ein, die Strom als Energiequelle zur Wärmeerzeugung nutzen. Hierzu zählen Nachtspeicherheizungen, Warmwasserboiler sowie -durchlauferhitzer. Diese werden bereits seit Jahrzehnten installiert und könnten daher als traditionelle Lasten eingeordnet werden. Andererseits weisen diese Endgeräte technische Eigenschaften auf, die nicht den oben genannten typischen Charakteristika traditioneller Lasten entsprechen. Bei Durchlauferhitzern sind bspw. Anschlussleistungen und Leistungsentnahmen von 18 kW nicht unüblich.⁸⁸ In dieser Arbeit wird diese Gruppe von Endgeräten daher auch nicht als traditionelle Last bezeichnet, sondern den neuen Lasten und dort dem (in Abschnitt 2.1.3.2.2 thematisierten) Bereich der P2H-Anlagen / Wärmepumpen zugeordnet.

⁸⁵ Vgl. für eine kurze Übersicht über die Leistungsaufnahme verschiedener Haushaltsgeräte bspw. die Internetseite der Avideso GmbH, abgerufen am 23.02.2024 unter <https://solar-experten.info/uebersicht-stromverbrauch-haushaltsgeraete-mit-tabelle>.

⁸⁶ Vgl. WEYGOLDT / HOFFRICHTER (2018).

⁸⁷ Vgl. DESTATIS (2022, S. 19) für eine differenzierte Darstellung des Stromverbrauchs von Haushalten in Deutschland.

⁸⁸ Vgl. für einen Überblick über übliche Leistungsaufnahmen bei Durchlauferhitzern die Internetseite der badenova AG & Co. KG, abgerufen am 23.02.2024 unter <https://www.badenova.de/blog/stromverbrauch-durchlauferhitzer>.

2.1.3.2 Neue Lasten

2.1.3.2.1 Lokale Batteriespeicher

Lokale Batteriespeicher als Endgeräte nehmen insofern eine Sonderrolle ein, da grundsätzlich sowohl ein Einspeichern als auch ein Ausspeichern von Strom möglich ist. Somit ist einerseits ein Strombezug aus dem Verteilnetz und andererseits eine Einspeisung in das Verteilnetz denkbar. Bei den folgenden Darstellungen steht vor allem der Aspekt des Strombezugs aus dem Verteilnetz im Vordergrund, weshalb Batteriespeicher in dieser Arbeit – entgegen der intuitiven und gängigen Sichtweise oder Einordnung – ebenfalls als ein Teilbereich der neuen Lasten behandelt werden.

Im Kontext der Kostenreduktionen bei Batteriespeichern, die in den vergangenen Jahren beobachtet werden konnten und auch für die kommenden Jahre erwartet werden,⁸⁹ nimmt deren Anschaffung und Nutzung durch Haushalte stetig zu.⁹⁰ Die Speicherkapazität von stationären Batteriespeichern in Haushalten liegt häufig im Bereich von 4 bis 10 kWh, aber auch größere Batteriespeicher (z. B. im Größenbereich von 20 bis 25 kWh) werden von Haushalten betrieben.⁹¹ Die Ein- und Ausspeiseleistung von Batteriespeichern im Bereich privater Haushalte ist i. d. R. von der Speicherkapazität und dem verwendeten Wechselrichter abhängig und beträgt häufig zwischen 3 und 8 kW. Es sind aber auch größere Leistungen vorstellbar. Die Gleichzeitigkeit des Strombezugs verschiedener Batteriespeicher aus dem Verteilnetz ist davon abhängig, aus welchem Grund diese angeschafft worden sind und vor allem, mit welcher Strategie sie eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist insbesondere eine mit der Höhe des Strompreises im zentralen Stromsystem negativ korrelierte Einsatzweise von Interesse, da dann eine besonders hohe Gleichzeitigkeit mit der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und P2H-Anlagen / Wärmepumpen vorliegen wird. Die Einsatzstrategie ist auch von Relevanz für das Ausmaß der Spezifität von (Investitions-)Entscheidungen. Bei Abstraktion von durch dezentrale Stromerzeugung lokal entstehende Verteilnetzengpässe („erzeugungsgetriebene Verteilnetzengpässe“) können insbesondere folgende Strategien bezüglich des Speichereinsatzes unterschieden werden:

- **Strategie (1) – Arbitragegeschäfte auf dem Strommarkt:** Wenn Batteriespeicher von Haushalten eingesetzt werden, um Arbitrage-Geschäfte auf dem Strommarkt durchzuführen, wird tendenziell bei niedrigen (und ggf. sogar negativen) Strompreisen der Speicher gefüllt und

⁸⁹ Vgl. zu den Kosten von Batterien sowie zur weiteren Kostenentwicklung bspw. NAUMANN ET AL. (2015). Eine Übersicht über verschiedene Studien und methodische Ansätze zur Messung und Prognose von Batteriekosten liefern MAULER ET AL. (2021). Vgl. für einen kurzen Überblick über die weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Batterien sowie eine Prognose bis 2025 die Internetseite der Statista GmbH, abgerufen am 12.02.2024 unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus>.

Eine Analyse von Skaleneffekten bei der Produktion von Batterien ist bei MAULER / DUFFNER / LEKER (2021) zu finden.

⁹⁰ Vgl. REUTHER / KOST (2024, S. 22–24) sowie WENIGER ET AL. (2024, S. 10–13).

⁹¹ Die Auslegung der Speicherkapazität bei Batteriespeichern wird zunächst vom verfolgten Einsatzziel bzw. der geplanten Strategie bei der Nutzung beeinflusst. Die weiteren Einflussgrößen für die Auslegung der Batteriekapazität ergeben sich dann aus der spezifischen Strategie der Nutzung. Aufgrund der Komplexität und einer Vielzahl an Einflussfaktoren lässt sich die optimale Speicherkapazität häufig nicht exakt berechnen und es erfolgt vielmehr eine grobe Näherung anhand einer überschlägigen Kalkulation. Bspw. wird für die später in diesem Abschnitt genannte Strategie der Maximierung des Eigenverbrauchs für einen Haushalt häufig als grobe Orientierung eine Batteriespeicherkapazität von einer Kilowattstunde pro 1.000 kWh Jahresstromverbrauch gewählt. Vgl. für eine vertiefte Betrachtung ORTH / WENIGER / MEISSNER (2022).

bei hohen Strompreisen erfolgt die Rückspeisung in das Stromsystem. Die Gleichzeitigkeit des Strombezugs bei den Speichern, die dieser Strategie folgen, ist sehr hoch.⁹² Insbesondere von Bedeutung ist, dass gerade dann besonders viel Verteilnetzkapazität in Anspruch genommen werden wird, wenn andere neue Lasten (Elektrofahrzeuge und P2H-Anlagen / Wärmepumpen) dies ebenfalls tun. Eine technisch-systemisch bedingte Spezifität liegt aus Sicht der Haushalte nicht vor. Jedoch ist der wirtschaftliche Erfolg aus Sicht der Haushalte u. a. davon abhängig, dass es die Verteilnetzkapazität erlaubt, diese Einsatzstrategie anzuwenden. Aus gesamtsystemischer Sicht ist es vorteilhaft, dass derartige Arbitragegeschäfte durchgeführt und somit Speicher gemäß dieser Strategie genutzt werden. Allerdings können dafür auch zentral verortete und damit z. B. an das Übertragungsnetz angeschlossene Speicher genutzt werden, die außerdem geringere spezifische (Investitions-)Kosten aufweisen dürften.⁹³ Es ist für die Strategie (1) somit nicht erforderlich, dass sich die Batteriespeicher in Haushalten befinden, die über die Niederspannungsebene an das Verteilnetz angebunden sind. Aus gesamtsystemischer Sicht ist es nicht (besonders) bedeutsam, ob einzelne Batteriespeicher aufgrund von Verteilnetzengpässen zu bestimmten Zeiten nicht gemäß der beschriebenen Strategie eingesetzt werden können. Allerdings ist es im Hinblick auf eine Optimierung der Auslegung des Gesamtsystems von Relevanz, dass ein bestimmter Anteil an Batteriespeichern, die eine derartige Einsatzstrategie anwenden, zu bestimmten Zeiten verfügbar ist und dieser gut abgeschätzt werden kann. Insofern ist das Gesamtsystem nicht abhängig von einzelnen Batteriespeichern (und damit der ausreichenden Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität für bestimmte Speicher in Haushalten), aber es existiert ggf. eine gewisse Spezifität hinsichtlich eines bestimmten Anteils aller einer derartigen Strategie folgenden Speicher in Haushalten.

- **Strategie (2) – Verteilnetzdienlicher Einsatz:** Bei einem verteilnetzdienlichen Einsatz, der darauf ausgerichtet ist, trotz knapper Verteilnetzkapazität eine hohe Nachfrage zu befriedigen, werden Batteriespeicher geladen, wenn das Verteilnetz nicht ausgelastet ist, und entladen, wenn „hinter“ einem Verteilnetzengpass eine größere Nachfrage als die Kapazität des Netzes an der Engpassstelle vorliegt. Tendenziell werden bei dieser Speichereinsatzstrategie im Kontext der Funktionsweise des deutschen Strommarktes bei einer Gesamtbetrachtung deutlich geringere Deckungsbeiträge als bei der vorher diskutierten Strategie (1) erzielt. Diese Deckungsbeiträge werden vermutlich sogar negativ sein. Ein derartiger Speichereinsatz ist aus Sicht von Haushalten daher lediglich dann sinnvoll, wenn dies im Auftrag der jeweiligen VNB erfolgt, die die Haushalte hierfür kompensieren. Die Frage der Abhängigkeit von der Verteilnetzkapazität stellt sich deshalb nicht, weil die Einsatzstrategie gerade darauf ausgerichtet ist, dann keinen Strom aus dem Gesamtsystem nachzufragen, wenn ein Verteilnetzengpass vorliegt. Eine Alternative zum Betrieb von in einzelnen Haushalten verorteten Speichern, die dieser Strategie folgen, sind Batteriespeicher, die der VNB selbst

⁹² Grundsätzlich dürften Speicher, die für die Strategie (1) genutzt werden, nahezu vollständig gleichgerichtet agieren. Mögliche Unterschiede beim Strombezug bzw. der Einspeisung könnten sich vor allem durch die unterschiedliche Größe der Speicher und unterschiedliche Speicherstände ergeben, die letztlich Einfluss auf die Opportunitätskosten beim Speicherbetrieb aufweisen.

⁹³ Vgl. COLE / KARMAKAR (2023) für eine Kostenbetrachtung bei größeren Batteriespeichern.

„hinter“ Netzengpässen in der Nieder- und Mittelspannung installiert und betreibt. Dies kann zur Realisierung von Skaleneffekten führen, allerdings kann z. B. ein Platzmangel im Einflussbereich eines VNB dem Rückgriff auf derartige größere Speicher entgegenstehen.

Im Übrigen ist ein Verteilnetzausbau ein Substitut und die zeitliche Verschiebung von Nachfrage „hinter“ dem Verteilnetzengpass ein teilweises Substitut für einen Speichereinsatz gemäß dieser Strategie (2).

- **Strategie (3) – Begrenzung der maximalen Nachfrage aus dem Verteilnetz:** Eine weitere Einsatzstrategie für Batteriespeicher in Haushalten ist es, durch deren Einsatz die maximale Hausanschlusskapazität zu begrenzen und somit die Nachfrage des Haushaltes aus dem Verteilnetz zu glätten.⁹⁴ Dabei liegt eine negative Korrelation mit einer durch den zentralen Strompreis beeinflussten Nachfrage der weiteren neuen Lasten (Elektromobilität und P2H-Anlagen / Wärmepumpen) vor. Eine derartige Speichereinsatzstrategie kann aus Sicht der Haushalte vorteilhaft erscheinen, wenn deren für die Netznutzung zu leistenden Zahlungen an den VNB von der Höhe der maximal genutzten Verteilnetzkapazität abhängen. Ein Nachteil einer derartigen Speichereinsatzstrategie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist, dass die Haushalte den im Gesamtsystem im Überschuss vorhandenen (und damit einhergehend günstigen) Strom auch dann nicht mit einer hohen Leistung (oberhalb der eigenen angestrebten maximalen Leistungsspitze) nachfragen, wenn ausreichend Verteilnetzkapazität verfügbar wäre. Dies führt tendenziell zu erhöhten Kosten im Gesamtsystem der Stromversorgung, da z. B. zusätzliche zentrale Speichermöglichkeiten zu schaffen wären.
- **Strategie (4) – Nach zentralem Strompreis optimierter Strombezug:** Bei dieser Einsatzstrategie wird der lokale Batteriespeicher eingesetzt, um wie bei der Strategie (1) in Zeiten mit günstigen zentralen Strompreisen Strom aus dem Netz zu beziehen. Allerdings wird diese Strommenge nicht verwendet, um den Strom in Zeiten mit höheren Strompreisen wieder zu verkaufen, sondern vielmehr wird der eingespeicherte Strom genutzt, um die eigene (unflexible) Stromnachfrage in Zeiten hoher zentraler Strompreise zu bedienen. Mit der Einsatzstrategie wird also das Ziel verfolgt, den Durchschnitt des zentralen Strompreises für den Strombezug aus dem Verteilnetz zu minimieren. Wie auch schon bei der Strategie (1) ist die Gleichzeitigkeit des Strombezugs bei dieser Strategie (4) hoch.
- **Strategie (5) – Maximierung des Eigenverbrauchs und damit Minimierung der Stromnachfrage aus dem Gesamtsystem:** Eine weitere denkbare Speichereinsatzstrategie für Haushalte, die gleichzeitig über dezentrale Erzeugungsanlagen verfügen, ist die Maximierung des sogenannten Eigenverbrauchs oder auf andere Art formuliert die Minimierung der Stromnachfrage aus dem Gesamtsystem. Eine derartige Strategie kann im Kontext bestimmter Strategien der Bepreisung und Einnahmeerzielung zur Abdeckung von Fixkosten

⁹⁴ In Kombination mit einer dezentralen Erzeugungsanlage im Bereich des Haushalts könnte ein Speicher auch die maximale Einspeiseleistung in das Verteilnetz begrenzen, was als eine Erweiterung der Strategie (3) unter Berücksichtigung der Erzeugungsseite verstanden werden kann. Ein nach dieser Strategie eingesetzter stationärer Batteriespeicher kann damit ein Substitut für die in § 11 Abs. 2 EnWG verankerte Spitzenkappung bei Verteilnetzen darstellen. Vgl. WAGNER (2018) für die Definition, eine weiterführende Betrachtung und Einordnung sowie Kritik der Spitzenkappung. Außerdem kann ein Batteriespeicher, der für eine erweiterte Strategie (3) genutzt wird, in begrenztem Umfang auch ein teilweises (und zeitlich begrenztes) Substitut für Verteilnetzausbau darstellen.

des Stromsystems (in den Bereichen der Erzeugung und des Netzes) aus einzelwirtschaftlicher Sicht vorteilhaft sein, ist aber aus gesamtsystemischer Sicht als nachteilig einzustufen.⁹⁵

- **Strategie (6) – Eine Pufferfunktion wahrnehmende Speicher:** Ferner können Batteriespeicher Strom kurzfristig zwischenspeichern (und damit einhergehend niemals in das öffentliche Stromnetz zurückspeisen). Dies kann zur Glättung der Nachfrage von Haushalten beitragen und auch verteilnetzdienlich sein, was gewisse Parallelen zu den Strategien (2) und (3) aufweist. Auch Batteriespeicher, die nach Strategie (5) eingesetzt werden, dürften regelmäßig nicht für eine Rückspeisung in das öffentliche Stromnetz genutzt werden.

Die Speichereinsatzstrategien (3) und (5) werden im Folgenden allenfalls am Rande kurz adressiert und ansonsten nicht weiter betrachtet.

Bei einer ausschließlichen Anwendung von Speichern gemäß der Strategie (1) könnten alternativ durch große zentrale Speicher Skaleneffekte realisiert werden, was die Kosten der Stromversorgung aus Sicht des Gesamtsystems gegenüber dezentral im Verteilnetzbereich verorteten (kleinen) Speichern reduziert. Denkbar ist allerdings auch, dass bei einzelnen dezentralen Speichern die Strategie (1) und die Strategie (2) in einer kombinierten Weise angewendet werden, was ebenfalls zu (positiven) Synergien führen kann und somit die relative Vorteilhaftigkeit im Vergleich zur alleinigen Nutzung von zentralen Speichern beeinflusst. Weitere Synergien können sich daraus ergeben, dass dezentrale Batteriespeicher aus Erneuerbaren Energien „vor Ort“ erzeugten Strom aufnehmen können, wenn deren „Abtransport“ aufgrund von Verteilnetzengpässen (vorübergehend) nicht möglich ist; sodass auch eine Abregelung der entsprechenden Erzeugungsanlagen verhindert werden kann. Derartige kombinierte Strategien werden in dieser Arbeit jedoch nicht vertieft betrachtet und werden daher bei den weiteren Analysen nur an ausgewählten Stellen berücksichtigt.

Lokale Batteriespeicher, die nach der Strategie (2) betrieben werden, stellen im gewissen Umfang ein Substitut für die Nutzung von Kapazitätsallokationsmechanismen dar und werden in diesem Kapitel nicht weiter thematisiert. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird vor allem auf den Einsatz von lokalen Batteriespeichern gemäß der Strategie (1) eingegangen. Da sich beim Strombezug aus dem Verteilnetz die Strategien (1) und (4) nicht wesentlich unterscheiden werden, wird somit zusätzlich häufig auch die Strategie (4) thematisiert, was jedoch im Folgenden nicht immer explizit erwähnt wird. Auf die Strategie (6) wird lediglich selektiv und vereinzelt Bezug genommen.

2.1.3.2.2 Power-to-Heat (P2H)-Anlagen im Allgemeinen und Wärmepumpen im Speziellen

Aus Erneuerbaren Energien erzeugter Strom kann in sogenannten „Power-to-Heat“ (P2H)-Anlagen für die Wärmeversorgung von Gebäuden sowie die Warmwasserversorgung eingesetzt werden. In der Regel bietet es sich dabei an, auf Wärmepumpen als eine Form von P2H-Anlagen zurückzugreifen, deren Effizienz hinsichtlich der Energieumwandlung aufgrund der Nutzung von Umweltwärme relativ zu anderen Wärmeerzeugungstechnologien deutlich höher ist.⁹⁶ Hiervon wird folgend ausgegangen und

⁹⁵ Vgl. KRAMPE / WÜNSCH / KOEPP (2016) für einen Überblick über die Effekte des Eigenverbrauchs bei Haushalten im Kontext der bestehenden Systematik von Umlagen im Stromsystem.

⁹⁶ Vgl. MIARA ET AL. (2013, S. 13–55) für einen Überblick über die technischen Grundlagen und die grundsätzliche Funktionsweise von Wärmepumpen.

deswegen wird in den weiteren Abschnitten dieser Arbeit auch ausschließlich der Begriff der Wärmepumpen benutzt.

Im Betrieb können Wärmepumpen – insbesondere in Zeiträumen mit einem hohen Energiebedarf für Raumwärme – nur eine begrenzte Zeit, die wenige Stunden selten überschreiten dürfte, (vollständig) auf die Nachfrage nach Strom verzichten, ohne dass es Komforteinbußen hinsichtlich der Wärmeversorgung von Gebäuden gibt. Das Potential zum zeitlichen Verschieben der Stromnachfrage ist bei Wärmepumpen insofern begrenzt. Neben der Außentemperatur sind die relevanten Einflussgrößen die Dämmung des zu versorgenden Gebäudes sowie die Art und Dimensionierung der Wärmetauscher in den zu beheizenden Räumen (Flächenheizung oder klassische Heizkörper).⁹⁷ Innerhalb des bestehenden (begrenzten) Potentials zur Nachfrageverschiebung kann der Strombezug in die Zeiten (bzw. genauer gesagt Viertelstunden) gelegt werden, in denen der Strompreis geringer ist als zu anderen infrage kommenden Zeiten (bzw. Viertelstunden). Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass zeitliche Verschiebungen des Strombezugs aus dem Verteilnetz eventuell die Effizienz des Anlagenbetriebs beeinflussen könnten. Diese Einordnung der zeitlichen Flexibilität der Stromnachfrage bei Wärmepumpen ist zu modifizieren, wenn Wärmepumpen mit einem ausreichend dimensionierten („nachgelagerten“) Wärmespeicher oder mit einem (Strom-)Pufferfunktion wahrnehmendem („vorgelagerten“) stationären Batteriespeicher verbunden werden.

Die von Wärmepumpen jährlich benötigte Menge an elektrischer Energie divergiert sehr stark und dies u. a. in Abhängigkeit der Größe und Dämmung von Gebäuden. Nicht unüblich ist jedoch ein Strombedarf von ca. 2.500 kWh pro Jahr im Neubau⁹⁸ sowie ca. 6.700 kWh pro Jahr im Altbau⁹⁹ für Raumwärme inkl. Warmwasser.¹⁰⁰ Die maximale Leistung der Geräte kann dabei von 2,5 kW bis durchaus 10 kW in einem Einfamilienhaus betragen.¹⁰¹ Durch eine Pufferfunktion wahrnehmende Batteriespeicher kann die Stromnachfrage für diese Anlagen geglättet und damit einhergehend die maximale Leistung des Strombezugs reduziert werden.

Davon ausgehend, dass es für Komforteinbußen im Bereich der Wärmeversorgung keine Akzeptanz bei den Nachfragern gibt und außerdem die Eigenstromproduktion aus PV-Anlagen nur ein sehr

⁹⁷ Vgl. MIARA ET AL. (2013, S. 56–100) für eine Übersicht über verschiedene Arten von Wärmepumpen sowie das Vorgehen und relevante Einflussfaktoren bei der Auslegung eines Wärmepumpenheizungssystems.

⁹⁸ Für diese überschlägige Berechnung für einen Vierpersonenhaushalt werden ein spezifischer Wärmebedarf von 50 kWh pro Jahr und m² beheizte Fläche, eine zu beheizende Fläche von 150 m², 500 kWh Energiebedarf für Warmwasser pro Person und Jahr sowie eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4 für die Wärmepumpe (als Durchschnittswert für Heiz- und Warmwasserbetrieb) angenommen.

⁹⁹ Für diese überschlägige Berechnung für einen Vierpersonenhaushalt werden ein spezifischer Wärmebedarf von 120 kWh pro Jahr und m² beheizte Fläche (halbwegs sanierter Altbau), eine zu beheizende Fläche von 150 m², 500 kWh Energiebedarf für Warmwasser pro Person sowie eine JAZ von 3 für die Wärmepumpe (als Durchschnittswert für Heiz- und Warmwasserbetrieb) angenommen.

¹⁰⁰ Vgl. GÜNTHER ET AL. (2020) für eine umfangreiche (Feld-)Untersuchung von Wärmepumpen bei Bestandsgebäuden.

¹⁰¹ Die Leistung wird maßgeblich durch die Art und den Zustand des zu beheizenden Gebäudes bestimmt. Ferner ist die maximal auftretende Last vor allem auch von der bei der Auslegung gewählten Betriebsart abhängig. Bei einer monoenergetischen Betriebsart dürfte die maximale Leistung beim Einsatz des Heizstabes auftreten. Diese Leistung dürfte häufig auch die maximale Leistung bei einem monovalenten Betrieb überschreiten. Bei der bivalenten Betriebsart werden die Lastspitzen durch eine weitere Wärmequelle (z. B. durch einen Gaskessel oder eine Pelletheizung) abgedeckt. Vgl. MIARA ET AL. (2013, S. 91 ff.) für eine Erklärung der unterschiedlichen Betriebsarten bei Wärmepumpen.

begrenzt Potential für Wärmepumpen aufweist, sind die Haushalte von der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität für den Betrieb von Wärmepumpen hochgradig abhängig. Die Lebensdauern von Wärmepumpen und integriert mit diesen konzipierten Heizungssystemen können durchaus zwei bis drei Jahrzehnte betragen. Auch über die Konzeption und Dämmung von Gebäuden wird oftmals im Zusammenhang mit Investitionen in Wärmepumpen entschieden. Hier liegen nicht nur hohe Investitionsvolumina, sondern auch lange Lebensdauern und Investitionszyklen von z. T. vielen Jahrzehnten vor.¹⁰²

Im Kontext der geschilderten Abhängigkeit der Haushalte davon, dass Wärmepumpen Strom auch im Falle von Verteilnetzengpässen erhalten können, ist es bedeutsam, den Haushalten eine entsprechende Stromverfügbarkeit für ihre Wärmepumpen zuzusichern. Ansonsten dürfte keine ausreichende Investitionssicherheit für Haushalte vorliegen und dies davon abhalten, in Wärmepumpen zu investieren und ggf. etwaige begleitende Maßnahmen (bspw. im Bereich der Gebäudedämmung) durchzuführen. Zu berücksichtigen ist ferner, dass die bei den Haushalten anfallenden Kosten für den Strombezug und ggf. außerdem für die Erlangung der Nutzungsberechtigung an knapper Verteilnetzkapazität nicht dazu führen sollte, dass der Umstieg auf Wärmepumpen für die Haushalte unwirtschaftlich wird. Um nicht die Neigung der Haushalte abzuschwächen, in Wärmepumpen und begleitende Maßnahmen zu investieren, bietet es sich an, einen Schutz gegen derartige (zu) hohe zukünftige Kosten glaubhaft zuzusichern.

Aufgrund der Bedeutung einer „Wärmewende“ im Gebäudebereich, die umfangreich einen Umstieg auf die Nutzung von Wärmepumpen und verstärkte Aktivitäten im Bereich der Gebäudedämmung im Haushaltsbereich erfordert, ist ein umfangreiches zeitliches Verschieben entsprechender Investitionen der Haushalte inkompatibel mit den politisch gesetzten Zielen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes.¹⁰³ Folglich ist es auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bedeutsam, dass durch die vorstehend angesprochenen Zusicherungen (hinsichtlich der Verfügbarkeit erforderlicher Verteilnetzkapazität und einer Begrenztheit der anfallenden Kosten) die Haushalte zur Vornahme der thematisierten (spezifischen) Investitionen animiert werden.

2.1.3.2.3 Elektromobilität

GESAMTWIRTSCHAFTLICHER WERT DES MARKTHOCHLAUFS BEI DER ELEKTROMOBILITÄT

Auch für die Anschaffungen von Elektrofahrzeugen durch private Haushalte gilt, dass diese aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bedeutsam sind, um politisch definierte Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes zu erreichen. Somit ist der „Markthochlauf“ der Elektromobilität für die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor sowie der angestrebten Gesamtklimaschutzziele von höchster Relevanz.¹⁰⁴

¹⁰² Wenn allerdings Investitionen in Wärmepumpen und moderne „Wärmekonzepte“ zeitlich verzögert werden, dann können die Lebensdauern von (relativ begrenzten) Investitionen zur Ertüchtigung bestehender Anlagegüter durchaus deutlich kürzer sein und z. B. nur wenige Jahre betragen.

¹⁰³ Vgl. BÜRGER ET AL. (2017, S. 161 ff.).

¹⁰⁴ Vgl. AGORA VERKEHRSWENDE (2017, S. 51–57).

GEWISSE SPEZIFITÄT DES EINSTIEGS IN DIE ELEKTROMOBILITÄT UND DES ERWERBS VON ELEKTROFAHRZEUGEN

Aus Sicht der privaten Haushalte weisen Elektrofahrzeuge eine gewisse Spezifität auf. Zunächst ist dies der Fall, weil es einen gewissen Wertverlust im Falle eines Weiterverkaufs eines Fahrzeugs gibt. Ferner ist von Relevanz, dass bei der erstmaligen Anschaffung eines Elektrofahrzeuges ein Wissensaufbau hinsichtlich der Elektromobilität an sich erfolgt, der mit (versunkenen) Kosten für Nutzer einhergeht. Sowohl bei der Erst- als auch bei Folgeanschaffungen von Elektrofahrzeugen fallen für die Fahrzeugauswahl und -anschaffung stets Transaktionskosten (aufgrund von erforderlichen Wissensaneignungen und Vertragsabwicklungsthemen) an. Vor diesem Hintergrund ist es für Haushalte bedeutsam, dass sie bei jedem Kauf eines Elektrofahrzeugs einer gewissen Investitionssicherheit unterliegen. So sollten Haushalte halbwegs sicher voraussehen können, dass sie dieses Fahrzeug über eine gewisse Mindestdauer, die folgend als wirtschaftliche Lebensdauer bezeichnet werden soll und – grob abgeschätzt – häufig zwischen 5 und 10 Jahren (ggf. auch 15 Jahren) liegen könnte, recht problemlos nutzen können. Der Einstieg in die Elektromobilität wird somit dann gefördert bzw. unterstützt, wenn Haushalte langfristig (und damit auch über die wirtschaftliche Lebensdauer eines Elektrofahrzeugs hinweg) absehen können, dass sie Elektrofahrzeuge langfristig sinnvoll nutzen können.

BEDEUTUNG VON LADEINFRASTRUKTUR IM ALLGEMEINEN UND VON BASIS-LADEINFRASTRUKTUR IM SPEZIELLEN

Die Nutzbarkeit von Elektrofahrzeugen hängt in besonderem Ausmaß von der Möglichkeit ab, deren Batterien laden und hierfür Ladeinfrastruktur (LI) nutzen zu können. Eine besondere Bedeutung weist hierfür die sogenannte Basis-Ladeinfrastruktur (B-LI) auf.¹⁰⁵ Diese zeichnet sich dadurch aus, dass der Nutzer dort sein Fahrzeug regelmäßig und dies ggf. sogar nahezu täglich während ohnehin anfallender längerer Standzeiten laden kann. Unter Berücksichtigung üblicher Mobilitätsroutinen könnte dieses Laden bei einigen Nutzern tagsüber erfolgen, wenn sie an ihrem Arbeitsplatz sind. Da diese Ladeinfrastruktur vom Arbeitgeber auf Firmenparkplätzen o. Ä. bereitgestellt werden kann, wird sie auch als „Arbeitgeber-Basis-Ladeinfrastruktur“ bezeichnet.

Eine noch größere Relevanz dürfte jedoch dem nächtlichen Ladevorgang am Wohnort zukommen („Wohnort-Basis-Ladeinfrastruktur“), der im Folgenden im Fokus stehen wird. Die hierfür erforderliche Basis-Ladeinfrastruktur kann sich zunächst im öffentlichen Straßenraum oder im halböffentlichen Bereich (wie privat betriebenen Parkhäusern) befinden. In diesem Fall ist es u. a. bedeutsam, dass der Nachfrager aufgrund der gewissen Spezifität seines Einstiegs in die Elektromobilität absehen kann, zu vorhersehbaren akzeptablen Kosten (im Kontext einer Bepreisung von Parkgelegenheit- und Ladeinfrastrukturnutzung) über eine längere Zeit (und zumindest in etwa über die wirtschaftliche Lebensdauer eines Fahrzeugs) hinweg in jeder Nacht oder zumindest in einem sehr hohen Anteil der

¹⁰⁵ Vgl. hierzu BECKERS / GIZZI (2019).

Nächte die entsprechende Parkgelegenheit und Ladeinfrastruktur nutzen zu können.¹⁰⁶ Wenn selten in einzelnen Nächten eine Nutzung der Basis-Ladeinfrastruktur nicht möglich sein sollte, erscheint dies insofern relativ unproblematisch zu sein, als es für die Nutzer dann ersatzweise die (Substitutions-)Möglichkeit der Nutzung von Schnellladesäulen gibt, die nach dem „Tankstellen-Konzept“ (T-LI) bereitgestellt werden.¹⁰⁷

Ferner kann sich die Basis-Ladeinfrastruktur am Wohnort auch im Verfügungsbereich des Nachfragers befinden. Dies ist in einer direkten Weise der Fall bei Nachfragern, die Eigentümer der von ihnen genutzten Immobilien und in diesem Zusammenhang auch Parkgelegenheiten sind. Indirekt betrifft dies auch die Nachfrager, die die von ihnen genutzten Immobilien und dabei auch Parkgelegenheiten mieten. In dieser Arbeit wird folgend insbesondere Bezug genommen auf die Basis-Ladeinfrastruktur, die sich direkt im Verfügungsbereich des Nachfragers befindet und die als „private Basis-Ladeinfrastruktur“ bezeichnet werden kann. Die mit Blick auf diese private Basis-Ladeinfrastruktur abgeleiteten Aussagen bezüglich der Nutzung des Verteilnetzes können jedoch problemlos auf andere Anwendungskonstellationen für Wohnort-Basis-Ladeinfrastruktur (z. B. auf Garagen-Basis-Ladeinfrastruktur) und z. T. auch auf Arbeitgeber-Basis-Ladeinfrastruktur übertragen werden, was im Folgenden (und konkret in Abschnitt 2.2.2.4.4) noch explizit thematisiert wird. In der Abbildung 2 ist die in dieser Arbeit verwendete Systematisierung von Nachfrage- und Angebotsarten bei LI dargestellt.

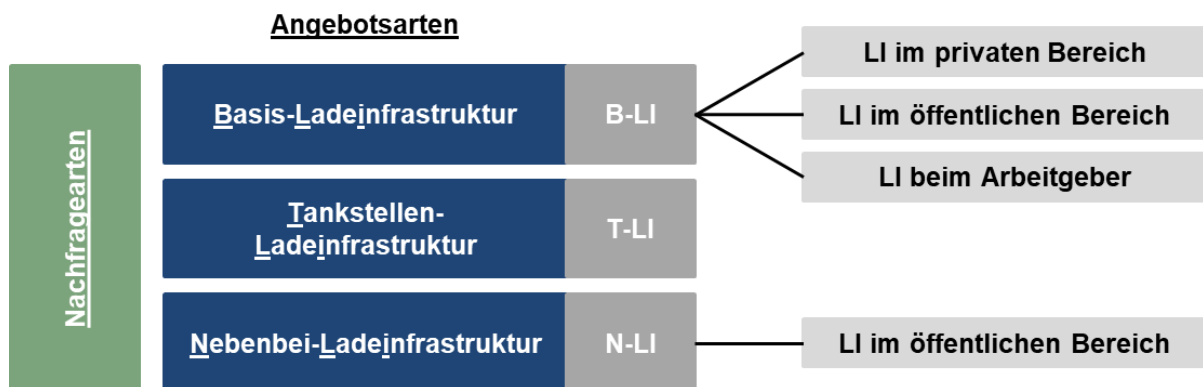


Abbildung 2: Betrachtete Nachfrage- und Angebotsarten bei LI¹⁰⁸

Im nachfolgenden Kasten 1 werden die verschiedenen Ladeinfrastrukturarten kurz beschrieben, die in dieser Arbeit berücksichtigt werden.

¹⁰⁶ Dies wird im Übrigen mit Bezug zu im öffentlichen Straßenraum verorteter (Basis-)Ladeinfrastruktur vertieft in BECKERS / GIZZI (2019) untersucht.

¹⁰⁷ Vgl. BECKERS ET AL. (2019) zur Rolle sowie einer Diskussion von Ansätzen zur Bereitstellung von T-LI im PKW-Bereich.

¹⁰⁸ Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an BECKERS / GIZZI (2019, S. 2).

Die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur gemäß den Präferenzen der Nutzer ist für eine effiziente Ausgestaltung des Elektromobilitätssystems in Deutschland im Allgemeinen und einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektromobilität im Speziellen von hoher Bedeutung.¹⁰⁹ Die Nachfrage nach Ladeinfrastruktur erfolgt in quasi unendlich vielen verschiedenen Konstellationen, die aber bei Fokussierung auf die Nutzer rein batterieelektrischer Fahrzeuge (Battery Electric Vehicle (BEV)) im Bereich des motorisierten Individualverkehrs (MIV) im Wesentlichen drei verschiedenen Ladebedürfnissen zugeordnet werden können, die auch als (Ladeinfrastruktur-)Nachfrage-Arten bezeichnet werden können.¹¹⁰ Zur Befriedigung dieser Ladebedürfnisse eignen sich – (wohlfahrts-)ökonomische Erkenntnisse auf die Besonderheiten des Elektromobilitätssystems anwendend – wiederum drei verschiedene Arten von Ladeinfrastruktur. Diesen drei Ladeinfrastrukturarten kann jeweils ein idealtypisches Ladebedürfnis zugeordnet werden und die Bereitstellung gemäß jeder dieser drei Ladeinfrastrukturarten sollte jeweils einem speziellen Konzept folgen. Diese Konzepte können als Bereitstellungskonzepte oder Angebotskonzepte bezeichnet werden und enthalten grundsätzliche Gestaltungsüberlegungen bezüglich der einzelnen Bereitstellungsparameter (wie insbesondere Kapazitäten und Standorte, Ladegeschwindigkeiten, Nutzungsregeln und Bepreisung etc.). Im Einzelnen sind vor diesem Hintergrund die folgenden Ladeinfrastrukturarten für die Nutzer von BEV im Bereich des MIV von Bedeutung:

- **Basis-Ladeinfrastruktur:** Auf das regelmäßig erfolgende Laden zu Zeiten, in denen ein Fahrzeug ohnehin für einen längeren Zeitraum eines Tages parkt, ist die sogenannte Basis-Ladeinfrastruktur ausgerichtet. Diese dürfte bei den derzeit üblichen bzw. den zu erwartenden Batteriekapazitäten und unter Berücksichtigung durchschnittlicher täglicher Fahrleistungen, bei denen Elektrofahrzeuge hinsichtlich der „Total Cost of Ownership“ (TCO) relativ vorteilhaft abschneiden, mehrfach pro Woche (und dabei wohl oftmals vor bzw. an den meisten (Arbeits-)Tagen) bzw. zumindest häufiger als andere Ladeinfrastrukturarten genutzt werden. Basis-Ladeinfrastruktur kann im Hinblick auf ein i. d. R. nächtliches Laden im privaten Bereich auf dem Grundstück oder in der (Tief-)Garage des Nutzers verortet sein. Dabei kann zwischen Basis-Ladeinfrastruktur im alleinigen Verfügungsbereich des Nutzers und Basis-Ladeinfrastruktur bei Mehrfamilienhäusern unterschieden werden. Im Wohnumfeld kann die Ladeinfrastruktur auch im öffentlich zugänglichen Bereich und dabei insbesondere im öffentlichen Straßenraum, aber auch im halböffentlichen Bereich (z. B. in Parkhäusern) platziert sein. Weiterhin kann Basis-Ladeinfrastruktur auch beim Arbeitgeber verortet sein. An B-LI können Nutzer ihre Fahrzeuge in der Regel ohne Inkaufnahme von Einschränkungen ihres Mobilitätsverhaltens über eine längere Zeit und damit auch mit geringeren Leistungen laden und dabei oftmals vollladen, weshalb der Rückgriff auf Schnellladetechnologie grundsätzlich nicht erforderlich oder vielmehr nicht sinnvoll ist und sich vielfach die AC 3-Technologie (und ansonsten ggf. auch die AC 1-Technologie) eignen wird.
- **Tankstellen-Ladeinfrastruktur:** Öffentlich zugängliche Tankstellen-Schnellladeinfrastruktur – oder verkürzt Tankstellen-Ladeinfrastruktur – entspricht in ihrer Funktion z. T. den Tankstellen für konventionellen Kraftstoff und die Bereitstellung lehnt sich in diesem Zusammenhang in gewisser Hinsicht an das Konzept von Tankstellen an. Entfernte Reiseziele können jenseits der maximalen Reichweite von Elektrofahrzeugen liegen, was insbesondere den Fernverkehr

¹⁰⁹ In dieser Arbeit wird die Bezeichnung „Elektromobilität“ in einem engen Sinne verwendet und nur auf rein batterieelektrische Fahrzeuge bezogen. Elektromobilität im weiten Sinne beinhaltet zudem auch die Wasserstoffmobilität.

¹¹⁰ Vgl. BECKERS ET AL. (2015) und HILDEBRANDT (2016).

betrifft. Die maximale Reichweite kann außerdem bereits durch Fahrten in einer Region überschritten werden („Regionenverkehr“), z. B. wenn nicht während der normalen Standzeit geladen werden kann (wie beispielsweise an einem Urlaubsort, wo ggf. kein Rückgriff auf Basis-Ladeinfrastruktur möglich ist, und somit in einer „Urlaubsregion“) oder wenn an einem Tag – ggf. auch in der „Heimatregion“ – längere Fahrten stattfinden, welche die von einer vollgeladenen Batterie ermöglichte Reichweite übersteigen. Da in diesen Fällen Fahrten zum Laden unterbrochen werden müssen, eignet sich zur Abdeckung dieser Nachfrage öffentlich zugängliche Gleichstrom (DC)-Schnellladeinfrastruktur mit hohen Ladeleistungen. Denn bei der Nutzung fallen bei den Nutzern Zeitkosten an, wobei diesen (Brutto-)Kosten etwaige Nutzen aus während der Ladezeit durchgeführten Aktivitäten gegenüberzustellen sind (z. B. „Kaffeetrinken“ oder „Einkaufen im Tankstellenshop“). Um die Nachfrage adäquat zu befriedigen und dabei auch die durch Tankstellen-Ladeinfrastruktur generierbaren Mobilitätsoptionen zu berücksichtigen, ist es unentbehrlich, dass ein Tankstellen-Ladeinfrastruktur-Netzwerk existiert. Dieses muss sich durch eine ausreichende räumliche Abdeckung (an Fernverkehrsadern und außerdem gewisse weitere Flächendeckung) und eine hohe Verfügbarkeit gewährleistende Kapazität an einzelnen Standorten (und insofern eine entsprechend große Anzahl an Ladesäulen insbesondere an „Hot-Spots“ der Nachfrage) sowie durch hohe Ladegeschwindigkeiten an den Säulen (DC-Laden deutlich jenseits von 50 kW, also z. B. 250 kW oder 350 kW), auszeichnen.

- **Nebenbei-Ladeinfrastruktur¹¹¹**: Wenn Nutzer Wegeketten „abfahren“, parken Fahrzeuge oftmals und dabei besteht die Möglichkeit, entsprechend geeignet platzierte Ladeinfrastruktur quasi „nebenbei“ zu nutzen und an dieser zu laden. Hierauf ausgerichtete Ladeinfrastruktur kann die Basis- und Tankstellen-Ladeinfrastruktur ergänzen und daher als „Nebenbei-Ladeinfrastruktur“ (N-LI) bezeichnet werden. Durch N-LI kann ggf. die Nutzung von Tankstellen-Ladeinfrastruktur unterbleiben und entsprechend Zeit eingespart werden. Bei N-LI können verschiedene Ladegeschwindigkeiten und damit einhergehend auch Ladetechnologien (AC 1 und AC 3 sowie auch DC) sinnvoll einsetzbar sein. N-LI dürfte insbesondere im sogenannten halböffentlichen Bereich und dort z. B. auf Parkflächen von Einzelhandelsgeschäften (Supermärkten, Möbelhäusern usw.) und von Freizeitangebietern (Sportstudio etc.) zu finden sein. Die Standzeit an der N-LI kann daher stark variieren und ist auch abhängig, ob mit dem Laden an der N-LI Ladevorgänge an der B-LI oder der T-LI substituiert werden. Anzumerken ist, dass Ladeinfrastruktur, die zu bestimmten Zeiten durch ein entsprechendes Angebotskonzept als B-LI einzuordnen ist, sich zu anderen Zeiten in Verbindung mit einem entsprechend anderen Angebotskonzept als N-LI eignen kann.

Für eine überwiegende Anzahl der potentiellen Nutzer der Elektromobilität dürfte die Verfügbarkeit von für sie nutzbarer B-LI dafür bedeutsam sein, dass sie in die Elektromobilität einsteigen. Für die (eher wenigen) Nutzer der Elektromobilität, die über gar keine Lademöglichkeit an der B-LI verfügen, weist T-LI dann eine umso größere Bedeutung auf.

Kasten 1: Bedeutung und Arten von Ladeinfrastruktur¹¹²

¹¹¹ Diese Art der Ladeinfrastruktur wird von BECKERS / GIZZI (2019) und BECKERS ET AL. (2019) als Ergänzungs-Ladeinfrastruktur bezeichnet. In dieser Arbeit wird für diese Art der Ladeinfrastruktur jedoch der Begriff der Nebenbei-Ladeinfrastruktur (N-LI) verwendet.

¹¹² Die Darstellungen in diesem Kasten 1 sind weitgehend wortgleich aus BECKERS ET AL. (2019, S. 1–3) entnommen. Auf die übliche Kenntlichmachung von wörtlichen Zitaten wurde dabei verzichtet.

BATTERIEKAPAZITÄT, LEISTUNG BEIM LADEN DER ELEKTROFAHRZEUGE UND DIE FRAGE DER RÜCKSPEISUNG VON STROM

Die Batteriekapazität von Elektrofahrzeugen hängt mit der (gewünschten) Reichweite und diversen Parametern des jeweiligen Fahrzeugs zusammen. Die übliche Bandbreite reicht derzeit von etwa 40 kWh (z. B. Nissan Leaf ZE 1 mit einer Reichweite nach Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure (WLTP)¹¹³ von ca. 270 km) bis ca. 100 kWh (z. B. BMW iX mit einer Reichweite von ca. 600 km).¹¹⁴ Im Kontext von zu erwartenden technologischen Entwicklungen im Bereich der Batterietechnologie ist davon auszugehen, dass bei Elektrofahrzeugen die Batteriekapazität und auch die Reichweite zukünftig noch weiter zunehmen wird. Während an nach dem „Tankstellen-Konzept“ betriebenen Schnellladesäulen mit DC geladen wird und dies voraussichtlich für BEV demnächst mit Leistungen bis zu 350 kW möglich ist,¹¹⁵ wird das Laden der Batterien an der Basis-Ladeinfrastruktur mit Wechselstrom (AC) erfolgen.¹¹⁶ Die maximale Leistung beim Laden von Elektrofahrzeugen ergibt sich aus den entsprechenden Leistungsfähigkeiten des Fahrzeugs und der Ladestation; genauer gesagt aus der Geringeren von beiden Leistungsfähigkeiten. Die Ladeleistung für das Laden mit Wechselstrom liegt bei öffentlichen Ladesäulen entweder bei 11 kW oder 22 kW. Im privaten Bereich werden für die Basis-Ladeinfrastruktur üblicherweise sogenannte „Wallboxen“ mit 11 kW oder teilweise auch 22 kW installiert.¹¹⁷ Außerdem besteht die Möglichkeit des einphasigen Ladens, welches letztlich Ladeleistungen bis zu max. 3,7 kW ermöglicht.¹¹⁸ Die Tabelle 1 auf der folgenden Seite gibt einen Überblick über gängige Ladeverfahren und Ladezeiten.

Die Höhe der Ladeleistung hat Einfluss auf die Abnutzung bzw. Alterung und damit die Lebensdauer von Batterien.¹¹⁹ Allerdings ermöglicht die Option, höhere Ladeleistungen realisieren zu können, den Strombezug während des (nächtlichen) Ladevorgangs eines Elektrofahrzeugs umfangreich auf die Zeiten (und konkret Viertelstunden) zu schieben, in denen der zentrale Strompreis vergleichsweise gering ist. Damit einhergehend ist es auch aus gesamtsystemischer Sicht vorteilhaft, wenn Elektrofahrzeuge grundsätzlich mit hohen Leistungen geladen werden können, insbesondere weil dann potentiell größere Strommengen in Zeiten mit einem hohen Angebot von Erneuerbaren Energien zum

¹¹³ Vgl. DOPPELBAUER (2020, S. 113–117) für weitere Informationen zum WLTP und LEINBERGER ET AL. (2017) zu den europäischen Vorgaben sowie des Prozesses der nationalen Umsetzung.

¹¹⁴ Vgl. dazu die Auswertungen auf der Internetseite des Allgemeinen Deutschen Automobil-Clubs e.V. (ADAC) abgerufen am 12.02.2024 unter <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/elektroauto-batterie-groesse>. Weitere technische Daten von Batteriesystemen in Elektrofahrzeugen sind bei DOPPELBAUER (2020, S. 170) zu finden.

¹¹⁵ Vgl. DU ET AL. (2021) für einen Überblick über aktuelle und zukünftig zu erwartende Ladeleistungen beim sogenannten „High-Power Charging“ sowie dabei bestehende technische Herausforderungen.

¹¹⁶ Vgl. BRENNER ET AL. (2020) für eine technische Übersicht über die unterschiedliche Ladetechnologien.

¹¹⁷ Vgl. DOPPELBAUER (2020, S. 292–294).

¹¹⁸ Vgl. SUBOTIC / LEVI (2015) für einen Überblick zum einphasigen Laden bei Elektrofahrzeugen.

¹¹⁹ Vgl. DOPPELBAUER (2020, S. 292–294) zum Zusammenhang von Ladegeschwindigkeiten, Ladestrom bzw. der sogenannten C-Rate und der Batteriekapazität. Weitere Grundlagen zu Batterien und deren Alterungsprozess sind bei MARSCHNER ET AL. (2020) und KIM / KOWAL (2022) zu finden. Weitergehende Analysen zur Alterung von Batterien bei hohen Ladegeschwindigkeiten liefern bspw. TOMASZEWSKA ET AL. (2019) oder GAO ET AL. (2022).

Laden genutzt werden können und damit Elektrofahrzeuge ein Beitrag dazu leisten, die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien auszugleichen.¹²⁰

Tabelle 1: Gängige Ladeverfahren und Ladezeiten
(bei einem angenommenen Verbrauch von 20 kWh pro 100 km)¹²¹

	Phasen- zahl	Spannung / Strom	(Maximale) Ladeleistung	Steckersystem	Ladezeit für 300 km Reichweite
„Langsames“ Laden (< 11 kW)	AC-1	230 V / 10 A	2,3 kW	Schuko	30 Stunden (Std.)
	AC-1	230 V / 16 A	3,7 kW	Blaue CEE Dose	19 Std.
„Normales“ Laden (11 - 22 kW)	AC-3	400 V / 16 A	11 kW	IEC Typ 2	6,5 Std.
	AC-3	400 V / 32 A	22 kW	IEC Typ 2	3 Std.
„Schnelles“ Laden (DC ab 50 kW)	DC	400 V / 125 A	50 kW	IEC Typ 2 CCS	90 Min.
	DC	400 V / 500 A	200 kW	IEC Typ 2 CCS	30 Min.
	DC	800 V / 500 A	350 kW	IEC Typ 2 CCS	10 Min.

Abkürzungserläuterung:

- CEE - Commission on the Rules for the Approval of the Electrical Equipment / Internationale Kommission für die Regelung der Zulassung elektrischer Ausrüstungen
- CCS - Combined Charging System / Kombiniertes Ladesystem
- ICE: International Electrotechnical Commission / Internationale Elektrotechnische Kommission

In diesem Zusammenhang ist zu thematisieren, dass die Batterien der Elektrofahrzeuge auch wie (die in Abschnitt 2.1.3.2.1 thematisierten) lokalen Batteriespeicher agieren könnten. So können die Batterien der Elektrofahrzeuge bspw. einerseits – gemäß Einsatz-Strategie (5) – als lokale Batteriespeicher für die Maximierung des Eigenverbrauchs eines Haushalts genutzt werden oder andererseits aus ihren Batterien ins Stromnetz zurückspeisen, was häufig als bidirektionales Laden oder zum Teil auch als Vehicle2Grid-Konzept bezeichnet wird.¹²² Für die Erbringung von Systemdienstleistungen (wie z. B. die

¹²⁰ Dieser Aspekt sollte im Übrigen Anlass geben zu prüfen, ob es sinnvoll ist, regulatorische Vorgaben zu Mindest-Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen und (auch im privaten Bereich befindlicher) Ladeinfrastruktur zu etablieren.

¹²¹ Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an DOPPELBAUER (2020, S. 292).

¹²² Außerdem könnten Elektrofahrzeuge als (zusätzlicher) Batteriespeicher im Haushalt genutzt werden, um gemäß Speicher-Strategie (4) aus Abschnitt 2.1.3.2.1 den Strombezug stärker nach dem Strompreis optimieren zu können oder gemäß Speicher-Strategie (5) einen Beitrag zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs eines Haushalts zu ermöglichen. In beiden Fällen erfolgt eine Rückspeisung des Stroms aus dem Elektrofahrzeug lediglich in das

Bereitstellung von Regelenergie oder die Teilnahme am Redispatch als Teil des Netzengpassmanagements des ÜNB)¹²³ ist es durchaus nicht unwahrscheinlich, dass eine system- und insbesondere netzdienliche Interaktion vom Fahrzeug in Richtung des Verteilnetzes interessante Potentiale bieten könnte. Im Hinblick auf die Speicherung und Rückspeisung von (größeren) Energiemengen, wie es gemäß Einsatz-Strategie (1) notwendig wäre, scheint jedoch eher Skepsis hinsichtlich des diesbezüglichen Potentials angebracht zu sein, was u. a. durch den negativen Einfluss derartiger Aktivitäten auf die Lebensdauer der Fahrzeugbatterien bedingt ist.¹²⁴ Ferner kann bei umfangreicher Rückspeisung die (Rest-)Reichweite des Elektrofahrzeugs ggf. nicht mehr für die (am folgenden Tag) geplanten Touren ausreichen, sodass ein zusätzlicher Ladevorgang (vermutlich an der T-LI) notwendig wäre. Das letztere Problem könnte grundsätzlich durch eine größere Batteriekapazität des Fahrzeugs adressiert werden, die jedoch mit zusätzlichen Ressourcenverzehr und Kosten einhergeht und außerdem durch das zusätzliche Gewicht dauerhaft den Strombedarf bzw. -verbrauch des Elektrofahrzeugs erhöhen würde.¹²⁵

LADEN VON ELEKTROFAHRZEUGEN AN DER BASIS-LADEINFRASTRUKTUR UND VERTEILNETZENGÄSSE

Infolge eines Bestrebens, durch Berücksichtigung des zentralen Strompreises die Kosten des (nächtlichen) Ladens von Elektrofahrzeugen zu minimieren, ist von einer hohen Gleichzeitigkeit auszugehen, die erstens in der Gruppe der Elektrofahrzeuge vorliegt und sich zweitens teilweise auch auf die anderen neuen Lasten bezieht.¹²⁶ Dies bedeutet aber auch, dass das Laden von Elektrofahrzeugen gerade zu Zeiten vorzugswürdig ist, bei denen mit Verteilnetzengpässen zu rechnen ist. Im Kontext von Verteilnetzengpässen können unter Berücksichtigung der Preiselastizität der Nachfrager bezüglich des Stroms dann drei Konstellationen unterschieden werden:

- **Konstellation (a):** Verteilnetzengpässe verhindern unabhängig von der Frage der Preiselastizität der Nachfrager, dass Elektrofahrzeuge während ihrer (nächtlichen) Standzeit im gewünschten Umfang geladen werden können.
- **Konstellation (b):** Trotz Verteilnetzengpässen wäre es zwar (technisch) möglich, Elektrofahrzeuge während ihrer (nächtlichen) Standzeit im gewünschten Umfang zu laden, aber höhere zentrale (Strom-)Preise zu den Zeiten, in den keine Verteilnetzengpässe vorliegen, führen dazu, dass die Elektrofahrzeuge weniger Strom nachfragen.
- **Konstellation (c):** Verteilnetzengpässe führen lediglich dazu, dass Elektrofahrzeuge nicht oder nicht ausschließlich zu den eigentlich gewünschten Zeiten mit den geringsten Strompreisen geladen werden können. Die höheren Strompreise zu den Zeiten, die im Kontext der zeitweisen

„Hausnetz“ des Haushalts. Eine solche Nutzung der Batterien von Elektrofahrzeugen wird in dieser Arbeit nicht weiter thematisiert.

¹²³ Vgl. AGRICOLA ET AL. (2014) für einen systematischen Überblick über Systemdienstleistungen im Stromsektor.

¹²⁴ Vgl. bspw. THINGVAD ET AL. (2021), EGBUE / NAIDU / UKO (2022) oder AHMADIAN ET AL. (2018) für Modellierungen zur Abnutzung der von Batterien bei unterschiedlichem Ladeverhalten und bidirektionalem Laden.

¹²⁵ Vgl. hierzu auch NLL (2024). Der Beirat der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL) hat in diesem Positionspapier Handlungsempfehlungen formuliert, um bidirektionales Laden zu ermöglichen.

¹²⁶ Vgl. HECHT / FIGGENER / SAUER (2022) und BAILEY ET AL. (2024) für eine Analyse der Höhe von Gleichzeitigkeitsfaktoren in Abhängigkeit von verschiedenen Rahmenbedingungen und Strategien bei den Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen.

Verteilnetzengpässe für das Laden ausgewählt sind, führen jedoch nicht zu einem Nachfragerückgang. Somit führen die temporären Verteilnetzengpässe lediglich zu erhöhten durchschnittlichen Strombezugskosten bei den Ladevorgängen.

In dieser Arbeit werden folgend vor allem die Konstellationen (b) und (c) betrachtet. Da bei einem sinnvollen Zusammenwirken von Stromverteilnetzausbau und der Nutzung von Kapazitätsallokation, was im späteren Abschnitt 3.1.2 dieser Arbeit thematisiert wird, die Konstellation (a) nicht oder nur in seltenen Ausnahmefällen auftreten sollte, wird diese folgend auch nur am Rande thematisiert.

ZUSAMMENFASSUNG: BEDEUTUNG VON COMMITMENTS HINSICHTLICH DER VERFÜGBARKEIT VON VERTEILNETZKAPAZITÄT

Aufgrund der gewissen Spezifität, mit der – wie dargestellt – die Entscheidung für den Kauf eines Elektrofahrzeugs einhergeht, wird es für die Nutzer von Bedeutung sein, dass sie voraussehen können, dass durch Verteilnetzengpässe nicht verhindert wird, dass sie an der von ihnen genutzten B-LI ihre Elektrofahrzeuge üblicherweise während der (nächtlichen) Standzeit im gewünschten Umfang laden können und dass dabei keine unerwartet hohen Kosten anfallen. Derart hohe Kosten könnten eine Folge davon sein, dass im Kontext der Verteilnetzengpässe – warum auch immer – nur zu den Zeiten ein Laden möglich ist, zu denen die zentralen Strompreise (besonders) hoch sind. Allerdings wäre auch denkbar, dass eine Anwendung preislicher Instrumente bei der Kapazitätsallokation zu entsprechenden Kosten führen könnte. Dies weist (noch einmal) darauf hin, dass regulatorische Zusicherungen (Commitments) bezüglich der angeschnittenen Themen – genau wie bezüglich der (physischen) Zugänglichkeit (zu vertretbaren wirtschaftlichen Konditionen) zu Parkgelegenheiten und Ladeinfrastruktur bei halböffentlicher und öffentlicher B-LI für die potentiellen Nutzer bedeutsam sein dürften, um diese zu einem Umstieg auf die Elektromobilität zu bewegen.

2.1.4 Exkurs: Dezentrale Erzeugungsanlagen und Verteilnetzengpässe

Verteilnetzengpässe können nicht nur durch eine hohe Last bedingt (und damit „lastgetrieben“) sein, sondern – wie bereits an verschiedenen Stellen in dieser Arbeit kurz angedeutet – auch vorliegen, weil in einem hohen Ausmaß dezentral erzeugter (bzw. erzeugbarer) Strom aus Erneuerbaren Energien nicht in Richtung des Übertragungsnetzes und damit in das zentrale Stromsystem abtransportiert werden kann (bzw. könnte).¹²⁷ Im Rahmen des Umbaus des Stromsystems spielt dieser dezentral erzeugte Strom durchaus eine bedeutsame Rolle, jedoch ist es aus gesamtsystemischer Perspektive erst einmal unproblematisch, wenn zu bestimmten Zeiten ein bestimmter und begrenzter Anteil dieses Stroms aufgrund von (irgendwo vorliegenden) Verteilnetzengpässen nicht genutzt werden kann und die entsprechenden Anlagen zeitweise ab- oder zumindest heruntergeregelt werden müssen.¹²⁸ Damit

¹²⁷ Vgl. NABE ET AL. (2017, S. 49 ff.).

¹²⁸ Sofern infolge von – aus welchen Gründen auch immer – nicht nur übergangsweise vorliegenden Netzengpässen die (z. B. jährlich) abgeregelte Strommenge aus EE-Anlagen einen gewissen Umfang erreicht, stellt sich die Frage nach Anpassungen am „Marktdesign“. Über dieses könnte u. a. eine andere Standortwahl oder andere Auslegungsanreize der EE-Anlagen angereizt werden, sodass die netzbedingte Abregelung von Strommengen reduziert werden kann. Außerdem könnte über ein entsprechendes „Marktdesign“ auch das „Zuschalten“ von Speichern oder flexibler Lasten im „Stromüberschussgebiet“ angereizt werden, sodass die

besteht ein erheblicher Unterschied zwischen erzeugungs- und lastgetriebenen Verteilnetzengpässen, denn bei letztgenannten können in jedem Einzelfall aus gesamtwirtschaftlicher Sicht relevante Kosten anfallen, wenn Nachfrage trotz des Vorliegens von Abhängigkeiten nicht befriedigt werden kann. Unabhängig davon können erzeugungsgetriebene Verteilnetzengpässe u. U. die wirtschaftliche Situation von Betreibern dezentraler Stromerzeugungsanlagen negativ beeinträchtigen, sodass auch hier eine gewisse Spezifität bei den Betreibern der Erzeugungsanlagen vorliegt. Allerdings wird dieses (einzelwirtschaftliche) Problem nicht auftreten, wenn die Bereitstellung und Refinanzierung der entsprechenden Stromerzeugungsanlagen grundsätzlich über (geeignet ausgestaltete) Kapazitätsinstrumente erfolgt¹²⁹. Somit wird das finanzielle Risiko eines Netzengpass-bedingten Abregelns der Einspeisung nicht vom Anlagenbetreiber, sondern von der Allgemeinheit (oder vielmehr der Gesamtheit der Stromsystemnutzer) getragen, was für diese aufgrund der Möglichkeit zur Risikodiversifizierung und -streuung unproblematisch möglich ist.¹³⁰

2.1.5 Fazit sowie Annahmen für die weiteren abstrakten normativen Analysen

Die weiteren Analysen in dieser Arbeit basieren darauf, dass die Koordination von (Gesamt-)Angebot und (Gesamt-)Nachfrage im zentralen Stromsystem und damit auch die erzeugungsseitige Knappheit über den zentralen (Börsen-)Strompreis abgebildet wird. In diesem Kontext wird unterstellt, dass der zentrale Strompreis zumindest für die neuen Lasten (konkret für Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und nach der entsprechenden Einsatz-Strategie betriebene lokale Batteriespeicher) bis an die Haushaltskunden „durchgestellt“ wird und diese damit über die zentralen Strompreise den Knappheiten im zentralen Stromsystem ausgesetzt sind. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage der Haushalte im Bereich der neuen Lasten grundsätzlich preiselastisch ist und die Nachfrager somit auch in einem gewissen Maße – d. h. unter Berücksichtigung der dargestellten Eigenschaften der Lasten und sich daraus ergebenden (technischen) Restriktionen sowie vor allem Transaktionskosten – auf die Preisschwankungen im zentralen Stromsystem reagieren. Für das dezentrale Stromsystem wird für die weiteren Analysen angenommen, dass der VNB der Systemverantwortliche ist. In diesem Kontext obliegen dem VNB auch die Bereitstellung und das Engpassmanagement von Stromverteilnetzkapazität.

Für ein ausreichendes Niveau an Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ist es – im Kontext der damit einhergehenden Spezifität – unabdingbar, dass Nachfrager für die übliche technische Nutzungsdauer eine gewisse Verlässlichkeit hinsichtlich der Nutzung der Endgeräte zu akzeptablen Preisen erhalten. Dieses Commitment beinhaltet auch, in ausreichendem Maße Verteilnetzkapazität für den erforderlichen Strombezug zur Verfügung zu haben, damit eine Nutzung der Endgeräte der neuen Lasten durch die Nachfrager nicht oder allenfalls in einem geringfügigen Maße eingeschränkt wird. Im

ansonsten abgeregelte Strommenge lokal bzw. regional genutzt werden kann (sogenanntes „Nutzen statt Abregeln“). Diese (und weitere) Überlegungen stehen allerdings nicht im Fokus dieser Arbeit und werden daher nicht weiter betrachtet bzw. analysiert.

¹²⁹ Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 251–253).

¹³⁰ Vgl. HOFFRICHTER (2021, S. 224 ff.) für einen Vergleich unterschiedlicher Ansätze zur Koordination zwischen Anlagen aus dem Bereich der dargebotsabhängigen Stromerzeugung und Stromnetzen unter Berücksichtigung von verschiedenen Refinanzierungsmechanismen für die Stromerzeugungsanlagen.

Gegensatz zu Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen liegt bei einzelnen Batteriespeichern im Bereich von Haushalten, die im Wesentlichen für Arbitrage-Geschäfte am Strommarkt genutzt werden, aus gesamtgesellschaftlicher Sicht keine technisch-systemisch bedingte Spezifität vor.

Da aufgrund der im vorherigen Abschnitt beschriebenen technisch-systemischen Eigenschaften der Lasten und Speicher das größte technisch-systemische Potential für eine zeitliche Anpassung des Strombezugs aus dem Verteilnetz bei Elektrofahrzeugen gesehen wird, stehen Elektrofahrzeuge folgend im Fokus der Analysen zur Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen. Dabei wird schwerpunktmäßig der Bereich der B-LI im privaten Bereich betrachtet. Wärmepumpen und der Strombezug von lokalen stationären Batteriespeichern bei Einsatz-Strategie (1) und (4), d. h. überwiegend zu Zeiten mit geringen zentralen Strompreisen, werden ebenfalls im Rahmen der Analysen berücksichtigt.

Einen zusätzlichen Einfluss auf die lokale Engpasssituation im Stromverteilnetz und damit auch auf die Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen können sowohl fluktuierende als auch vor allem steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen aufweisen. Mögliche Interdependenzen dieser lokalen Erzeugung auf die Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen sind in den folgenden Abschnitten dieser Arbeit jedoch ausgeklammert.

2.2 Abstrakte normative Analyse

In diesem Abschnitt werden zunächst in Abschnitt 2.2.1 die relevanten Ausgestaltungsfragen bei der Kapazitätsallokation dargestellt und in diesem Zusammenhang auch Annahmen und Voraussetzungen für die späteren Analysen vorgestellt.¹³¹ In Abschnitt 2.2.2 wird anschließend eine (abstrakte normative) Analyse mit Bezug zu einem VNB (und somit quasi bezogen auf ein Ein-Ebenen-System) durchgeführt, dem unterstellt wird, dass er sich bei der Kapazitätsallokation an dem („öffentlichen“) Zielsystem¹³² orientiert, das den Analysen zugrunde gelegt ist. Abschließend wird im Abschnitt 2.2.3 eine Zwei-Ebenen-Konstellation betrachtet und dabei die Gestaltung von Regelungen auf zentraler Ebene diskutiert, die bei der Kapazitätsallokation von den auf der dezentralen (und damit zweiten) Ebene tätigen VNB zu berücksichtigen sind, denen grundsätzlich (zumindest implizit) eine kurzfristig gewinnorientierte Ausrichtung unterstellt wird.

2.2.1 Ausgestaltungsfragen bei der Kapazitätsallokation und Voraussetzungen für (anspruchsvolle) Allokationslösungen im Betrieb

In diesem Abschnitt werden zunächst in Abschnitt 2.2.1.1 wesentliche Ausgestaltungsfragen und -optionen für die Kapazitätsallokation in Verteilnetzen herausgearbeitet. Anschließend werden in Abschnitt 2.2.1.2 (technische und sonstige) Voraussetzungen aufgezeigt, um beim Engpassmanagement anspruchsvolle Allokationsmechanismen anwenden zu können.

¹³¹ Bei den folgenden Abschnitten wird auf Vorüberlegungen aus einem bereits veröffentlichten Arbeitspapier zurückgegriffen, wobei diese Vorüberlegungen zum Teil inhaltlich noch umfangreich weiterentwickelt wurden. Vgl. BIESCHKE / VORWERK / BECKERS (2018, S. 12–28).

¹³² Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 215–217) zu unterschiedlichen Zielsystemen bei Stromnetzbetreibern.

2.2.1.1 Ausgestaltungsfragen bei der Kapazitätsallokation im Verteilnetz

LEISTUNG WÄHREND EINER VIERTELSTUNDE IN EINEM BESTIMMTEN VERTEILNETZGEBIET ALS ALLOKATIONSOBJEKT

Zunächst stellt sich hinsichtlich institutioneller Lösungen für eine Allokation von Verteilnetzkapazität die Frage, was das (*Allokations-*)Objekt und damit das (wirtschaftliche) Gut ist, welches es zu allozieren gilt.¹³³ Es bietet sich an, sich auf die elektrische Leistung in Form eines Kilowatts (kW) zu beziehen, die von einem in einem bestimmten Bereich eines Verteilnetzes verorteten Nachfrager während einer Viertelstunde, die – wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert – die übliche (Zeit-)Einheit für die Koordination im deutschen Stromsystem darstellt, bezogen werden darf.¹³⁴ Dabei werden stets mehrere Güter vorhanden sein, die es zu allozieren gilt, denn die Verteilnetzkapazität in einem bestimmten Netzbereich in einer bestimmten Viertelstunde wird (praktisch) nie exakt der Leistung in Höhe von 1 kW betragen. Eine Besonderheit bei der Kapazitätsallokation im Verteilnetz besteht darin, dass die Menge der zu allozierenden Güter nicht ex ante feststeht, sondern sich aus der Angebots- und Nachfragekonstellation im entsprechenden Bereich des Verteilnetzes ergibt, was in den folgenden Abschnitten noch weiter thematisiert wird.

Es kann im Übrigen ebenfalls die Position vertreten werden, dass sämtliche Eigenschaften des Gutes im Allokationszeitpunkt dem Gut selbst zugeschrieben werden und damit Bestandteil des Allokationsobjektes sind. Insofern würde dann bspw. auch ein vor der Allokation festgelegter (Listen-)Preis, der für das Gut (unabhängig vom angewendeten Allokationsverfahren und dessen -ergebnis) zu zahlen ist, als Teil des Allokationsobjektes angesehen. Dieser Sichtweise wird in dieser Arbeit nicht gefolgt.

AKUT-ALLOKATION VON VERTEILNETZKAPAZITÄT

Allokationsentscheidungen bezüglich des Allokationsobjektes, die grundsätzlich endgültig sind, da sie nicht mehr durch zeitlich nachgelagerte weitere Entscheidungen modifizierbar sind, können als Akut-Allokation eingeordnet werden. Der Akut-Allokation gegenübersteht die Termin-Allokation. Während im Verteilnetzbereich in der Vergangenheit Akut-Allokationslösungen im Bereich der Haushalte bzw. Haushaltskunden grundsätzlich nur in Form von Notfallmaßnahmen umgesetzt werden konnten, stehen in dieser Arbeit anspruchsvolle Allokationslösungen im Mittelpunkt, bei denen nach ggf. komplexeren (Allokations-)Verfahren die Kapazität der Nachfrage zugeordnet und dabei Nachfrage nur so weit verdrängt wird, bis sie bis auf den Umfang des (Kapazitäts-)Angebots zurückgeht.

Für die Allokation der Allokationsobjekte kommen diverse (Allokations-)Verfahren infrage. Eine weite Verbreitung haben die im Folgenden genannten idealtypischen Verfahren, bei denen sich jeweils noch

¹³³ Bei der Erstellung dieses Abschnitts hat der Autor in besonderer Weise von einem Austausch mit Klaus Jäkel profitiert, wofür diesem (nochmals) gedankt sei.

¹³⁴ In dieser Arbeit wird grundsätzlich davon abstrahiert, dass sich die Stromnachfrage und damit auch die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität innerhalb der Viertelstundenintervalle, die Bezugszeitraum für die Koordination zwischen Last und Erzeugung im Stromsystem sind, verändern kann.

eine Vielzahl an (Detail-)Ausgestaltungsfragen stellen und die z. T. auch miteinander auf verschiedenste Weise kombiniert werden können:

- **Verfahren (a) – Diskretionäre (Allokations-)Entscheidung durch Allokations-Verantwortlichen:** Die Allokation kann durch eine Entscheidung eines Verantwortlichen erfolgen, der eigenständig und frei, d. h. ohne Berücksichtigung von externen Vorgaben oder Kriterien und damit diskretionär entscheiden kann.
- **Verfahren (b) – Kriterien-basierte (Allokations-)Entscheidung (durch Allokationsverantwortlichen):** Ferner kann die Allokation gemäß vorher definierten Kriterien durchgeführt werden. Für die Anwendung der Kriterien kann ebenfalls ein Allokationsverantwortlicher definiert sein, der aber im Extremfall gerade über keinerlei diskretionären Entscheidungsspielraum verfügt. Ein Beispiel für ein Kriterien-basiertes Verfahren ist der häufig auch als Windhundrennen bezeichnete FCFS-Ansatz. Die grundsätzliche Priorisierung bestimmter Lasten gegenüber anderen (z. B. Elektrofahrzeuge gegenüber Batteriespeichern) kann ebenfalls als Kriterien-basiertes Verfahren eingeordnet werden. Angemerkt sei, dass insbesondere Kriterien, die mit den Eigenschaften von Lasten oder – auf andere Art formuliert – von den entsprechenden Endgeräten oder mit den Eigenschaften von Nachfragern (z. B. deren Einkommen) in Verbindung stehen, von besonderer Relevanz sein dürften.¹³⁵
- **Verfahren (c) – Lose:** Die Allokation kann auch durch Losen und damit grundsätzlich zufallsbasiert erfolgen. Einerseits ist dabei denkbar, dass die Nachfrager alle die gleiche Anzahl und somit auch gleichwertige Lose erhalten. Andererseits wäre auch möglich, dass unterschiedlich viele oder unterschiedlich wertvolle Lose auf Basis gewisser Kriterien (bspw. Eigenschaften oder Arten von Lasten) an die einzelnen Nachfrager verteilt werden.
- **Verfahren (d) – Auktion:** Auktionen stellen ein typisches Allokationsverfahren dar. Dabei ist zu beachten, dass es bei Auktionen eine Vielzahl von Ausgestaltungsfragen und -optionen gibt, sodass sich diese umfangreich voneinander unterscheiden können.

Üblicherweise ist im Rahmen von institutionellen Lösungen zur Kapazitätsallokation zu entscheiden, zu welchem Zeitpunkt oder – sofern nicht nur ein, sondern mehrere Allokationsobjekte zur Verfügung stehen – zu welchen Zeitpunkten welche Mengen der Allokationsobjekte jeweils alloziert werden und welche Allokationsverfahren dabei jeweils angewendet werden. Im hier betrachteten Fall der Akut-Allokation erfolgt die Allokationsentscheidung i. d. R. unmittelbar vor dem betreffenden Viertelstunden-Zeitintervall. Da somit Akut-Allokationsentscheidungen nicht mehr modifizierbar sind, geht mit jeder im Rahmen der Akut-Allokation befriedigten Kapazitätsnachfrage auch stets eine Kapazitätsnutzung einher. Weitere Fragen bezüglich der Zeitpunkte und Mengen, die folgend dann bei der Thematisierung der Termin-Allokation und Akut-Zeitblock-Allokation noch eine Relevanz haben werden, stellen sich hier nicht. Dies gilt in gleicher Weise für den sogenannten Umfang der allozierten

¹³⁵ Bei einem weiten Verständnis von Kriterien-basierten (Allokations-)Entscheidungen können im Übrigen auch die folgend thematisierte Allokation durch Losen und durch Auktionsverfahren als solche eingeordnet werden. Diesem Verständnis wird in dieser Arbeit jedoch nicht gefolgt.

Rechte an einem Allokationsobjekt, welche ein Reallokationsrecht an Dritte einschließen oder auch nicht, sowie die sogenannte Wertigkeit der allozierten Rechte, welche sich auf absolute Kapazitäten oder nur auf relative Positionen zur Kapazitätsnutzung beziehen können. Wie bereits erwähnt, werden im Rahmen der Akut-Allokation stets absolute Rechte an der Verteilnetzkapazität zugeordnet, deren Reallokation nicht mehr möglich ist.

Im Rahmen einer Kapazitätsallokation stellt sich nicht nur die Frage, an wen ein Allokationsobjekt vergeben werden soll, sondern es ist auch von Interesse, wer bislang die Rechte an dem entsprechenden Objekt innegehabt hat. Auch wenn – wovon in dieser Arbeit grundsätzlich (zumindest implizit) ausgegangen wird – in einem Ausgangszustand sämtliche Rechte an der Verteilnetzkapazität einem (durch den ihn umgebenden Regelungsrahmen öffentlich ausgerichteten) VNB zugeordnet sind,¹³⁶ können (und werden) regelmäßig durch Termin-Allokationen Nachfragern bereits bestimmte Rechtspositionen zugeordnet sein, die relevanten Einfluss auf die Akut-Allokation haben. Insofern kann – davon ausgehend, dass eine vorgelagerte Termin-Allokation erfolgt – an dieser Stelle nicht beantwortet werden, wem und in welchem Umfang die Allokationsobjekte direkt vor der Durchführung der Akut-Allokation von Verteilnetzkapazität zugeordnet sind.

Durch die Vorgabe eines Preises für Allokationsobjekte kann – wie bereits angesprochen – die Nachfrage bei der Akut-Allokation beeinflusst werden. Ein derartiger vom für die Allokation zuständigen Akteur – hier also dem VNB – ex ante gesetzter Preis wird auch als Listenpreis bezeichnet. Im Rahmen der Termin-Allokation erfolgt ebenfalls grundsätzlich eine vorausschauende Beeinflussung der Nachfrage, die dann bei der Akut-Allokation vorliegt. In diesem Zusammenhang kann das Erlangen einer bestimmten Rechtsposition im Rahmen der Termin-Allokation sogar notwendige Voraussetzung sein, um überhaupt an der Akut-Allokation teilnehmen zu können.

TERMIN-ALLOKATION BEZÜGLICH BESTIMMTER ALLOKATIONSOBJEKTE

Im Rahmen einer Termin-Allokation werden Rechtspositionen hinsichtlich eines Allokationsobjekts zugeordnet und dabei sind die folgenden, bereits erwähnten Differenzierungen von Relevanz:

- **Wertigkeit der allozierten Rechte:** Während bei einer Akut-Allokation stets absolute Rechte alloziert werden, können sich bei einer Termin-Allokation die allozierten Rechte hinsichtlich ihrer sogenannten „Wertigkeit“ unterscheiden. Eine Möglichkeit ist, dass das absolute Recht an der Nutzung am Allokationsobjekt zugestanden wird. Alternativ bezieht sich die Termin-Allokation nur auf das Zugestehen bestimmter (relativer) Rechtspositionen im Vergleich zu anderen Nachfragern, die die spätere Akut-Allokation beeinflussen.
- **Umfang der allozierten Rechte:** Ferner können sich die allozierten Rechte hinsichtlich ihres Umfangs unterscheiden. Der Umfang des Rechts an dem Allokationsobjekt ist dabei über die Möglichkeit der Weitergabe definiert. Dem Empfänger der Kapazität kann als ein Extremum das

¹³⁶ Von Situationen, in denen der VNB Verteilnetzkapazität ausschließlich für die spezielle Nachfrage eines bestimmten Nachfragers errichtet und dieser dafür eine sogenannte Upfront-Zahlung geleistet hat, wird hierbei zunächst abstrahiert (siehe dazu auch Abschnitt 2.2.2.1.2). Bei einer solchen Situation könnte auch der Standpunkt vertreten werden, dass die Rechte an der Verteilnetzkapazität im Ausgangszustand beim entsprechenden Nachfrager und nicht beim VNB liegen.

Recht zugestanden werden, dieses ggf. zu reallozieren (und somit bspw. auf einem Sekundärmarkt weiterzuverkaufen). Als anderes Extremum verfällt das zugestandene Recht an einem Allokationsobjekt, wenn dessen Empfänger es nicht selbst nutzt.

Bei der Termin-Allokation stellen sich zusätzlich Fragen nach den Zeitpunkten und den (Allokations-)Mengen, die zu bestimmten Zeitpunkten zugeordnet werden, sowie nach den (Allokations-)Verfahren, die hierfür angewendet werden. Dabei ist zu beachten, dass insofern Interdependenzen zwischen dem (Allokations-)Verfahren und der Frage bestehen, wann welche (Allokation-)Mengen alloziert werden, da bei einigen (Allokation-)Verfahren zwingend ein zeitpunktbezogenes Vorgehen erfolgen muss (z. B. bei Auktionen), während andere Verfahren nicht (zwingend) zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgen müssen (z. B. FCFS). Die Zeitdauer zwischen dem Beginn der erstmaligen (Termin-)Allokation und der Zeiteinheit (Viertelstunde), über die das Allokationsobjekt definiert ist, wird folgend als „Vorlauf“ bezeichnet.

Auch bei der Termin-Allokation kann wiederum die Nachfrage, die durch Anwendung von Allokationsverfahren mit dem Angebot koordiniert wird, durch die (vorgezogene) Festsetzung von (Listen-)Preisen beeinflusst werden. Außerdem kann eine zu einem bestimmten Zeitpunkt erfolgende (nachgelagerte) Termin-Allokation bezüglich eines bestimmten Allokationsobjektes vorausschauend beeinflusst werden, indem bei einer vorgelagerten Termin-Allokation bereits Rechtspositionen vergeben worden sind. Es können also mehrere Termin-Allokationen hintereinander stattfinden bzw. auf andere Art formuliert können Termin-Allokationen zeitlich gestuft erfolgen, wobei wiederum das Erlangen einer bestimmten Rechtsposition im Rahmen einer (vorgelagerten) Termin-Allokation sogar notwendige Voraussetzung sein kann, um überhaupt an der nächsten bzw. an weiteren Termin-Allokation(en) teilnehmen zu können.

TERMIN-ALLOKATION UND RÜCKGRIFF AUF DEFINIERTE PRODUKTE (BESTEHEND AUS EINEM BÜNDEL VON VIERTELSTUNDEN-ALLOKATIONSOBJEKTEN)

Bislang ist davon ausgegangen worden, dass das Allokationsobjekt die Verteilnetzkapazität in einer einzelnen Zeiteinheit (Viertelstunde) darstellt. Allerdings besteht im Rahmen der Termin-Allokation auch die Möglichkeit, Produkte zu definieren, die (verschiedene) Allokationsobjekte aus unterschiedlichen Zeiteinheiten (Viertelstunden) enthalten. Diese Produkte können auch z. B. aus direkt hintereinanderliegenden Zeiteinheiten bestehen und somit Zeitblöcke darstellen und/oder auch eine Bündelung bestimmter Zeiteinheiten während einer definierten Laufzeit umfassen. Es stellen sich somit Fragen der Bündelung („Bundling“) bzw. Nicht-Bündelung oder Entbündelung („Unbundling“) von Allokationsobjekten. Mit diesem Aspekt ist außerdem die Gestaltungsfrage der Dauer von zugestandenen Kapazitätsrechten verknüpft. Auch bei der Allokation mit Bezug zu Produkten und Zeitblöcken können verschiedene Termin-Allokationen nacheinander erfolgen und es ist ebenfalls auf verschiedenen Arten möglich, Preise zu berücksichtigen.¹³⁷ Vom VNB entworfene und entsprechend bepreiste „spezielle Produkte“, die dann eine höhere relative Wertigkeit für die Nutzung der

¹³⁷ Siehe dazu auch Abschnitt 2.2.2.3, in dem eine Kapazitätsallokation (auch) in Zeitblöcken („Zeitblock-Allokation“) diskutiert wird.

Verteilnetzkapazität aufweisen, können von Nachfragern käuflich erworben werden, wodurch auch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager berücksichtigt werden kann.

Die zeitlich unbefristete Gewährung eines Anschlusses an das Verteilnetz mit einer bestimmten Kapazität an einen Haushalt kann nach dieser Definition auch als ein im Rahmen einer Termin-Allokation bezüglich Verteilnetzkapazitäten definiertes Produkt angesehen werden. Dieses beinhaltet alle in der Zukunft liegenden Zeiteinheiten (Viertelstunden) und zwar in der Höhe der gewährten Anschlussleistung. Aus diesem Grund kann dieses Produkt auch als ein Zeitblock angesehen werden. Für die Bepreisung dieses Produktes bestehen dann unterschiedliche Optionen. Diese kann z. B. einen monatlichen Betrag als Grundgebühr und/oder einen Preis für die Strommenge umfassen, die innerhalb des vorgegebenen Leistungsbereichs von dem Haushalt verbraucht worden ist.

ZEITBLOCK-ALLOKATION ALS SONDERFALL DER TERMIN-ALLOKATION ÜBER DEFINIERTE PRODUKTE

Wie bereits vorstehend erwähnt, können hintereinanderliegende Zeiteinheiten (wie bspw. innerhalb einer Nacht von 21.00 Uhr bis 05.00 Uhr des Folgetags) zusammengefasst und damit gebündelt werden, sodass diese dann einen Zeitblock darstellen, der als eine spezielle Form eines Produkts einzuordnen ist. Eine unmittelbar vor Beginn des Zeitblocks stattfindende und sich auf diesen beziehende Allokation stellt (bei einer präzisen Einordnung) für das erste Viertelstunden-Intervall eine Akut-Objekt-Allokation und für die weiteren Viertelstunden-Intervalle eine Termin-Allokation dar. Dieser spezielle Fall wird im Folgenden auch als „Zeitblock-Allokation“ bezeichnet. Diese schließt überwiegend Termin-Allokationsmaßnahmen ein und in diesem Zusammenhang können ggf. keine absoluten Kapazitätsrechte vergeben werden, sondern allenfalls relative Kapazitätsrechte. Denn vor den einzelnen Zeiteinheiten (Viertelstunden) des Zeitblocks sind dann u. U. unter Berücksichtigung der konkreten Kapazitäts- und Nachfragesituationen sowie der Rechtspositionen der konkurrierenden Nachfrager nochmals Korrekturen vorzunehmen.

BEISPIEL FÜR ZEITLICH GESTUFTE ALLOKATION

Abschließend sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die endgültigen Allokationsergebnisse in einer komplexen Weise aus zeitlich gestuften einzelnen (Termin- und letztendlich dann Akut-)Allokationsentscheidungen zusammensetzen können. Folgend wird ein (z. T. vereinfacht und verkürzt dargestelltes) Beispiel einer denkbaren Kombination von gestuften Allokationen angeführt:

- Bei einer weiten Sichtweise von Kapazitätsallokation kann als erste (und quasi vorgelagerte) Stufe einer Termin-Allokation die Gewährung eines Anschlusses mit einer bestimmten Leistung für einen Haushalt angesehen werden. Dieser Anschluss könnte das Recht beinhalten, traditionelle Lasten bis zu einer Gesamtleistung von 30 kW anzuschließen, würde aber die Vorgabe enthalten, dass für den Anschluss neuer Lasten zusätzliche explizite Genehmigungen einzuholen wären und die Anschlussleistung der traditionellen und neuen Lasten in ihrer Gesamtheit die vereinbarte Leistung in Höhe von 30 kW nicht überschreiten darf. Das Allokationsverfahren wäre hier eine auf Kriterien basierende Prüfung durch den VNB. Durch die Bepreisung des Anschlusses wäre eine Beeinflussung der Nachfrage möglich.

- Im Zusammenhang mit dem Erwerb eines Elektrofahrzeugs durch einen Haushalt könnte erstens für die Dauer von fünf Jahren ein sich auf Nachtzeitblöcke (von 21.00 Uhr bis 5.00 Uhr des Folgetags) beziehendes absolutes Kapazitätsrecht von 4 kW zugestanden werden. Zweitens könnte dem Haushalt für die Dauer von einem Jahr ein Kapazitätsrecht über weitere 3 kW mit einer gewissen (hier nicht näher definierten) Prioritätsstufe zugesprochen werden, das aber nur relative Rechte zuordnet, da das Ausmaß der Kapazitätsgewährung einer einzelnen Nacht von der dann vorliegenden Nachfrage, den Kapazitätssituationen und den (absoluten und relativen) Rechtspositionen der weiteren Nachfrager abhängen würde. Sofern verfügbar, könnte der Haushalt im Einzelfall weitere Leistung zum Laden des Elektrofahrzeugs nutzen. Auch hier gilt, dass eine auf Kriterien basierende Allokation erfolgt und dass die gewährten Rechte im Rahmen der Termin-Allokation ggf. bepreist werden können.
- Für einen konkreten Nachtzeitblock würde im Rahmen der Akut-Zeitblock-Allokation festgelegt werden, inwieweit einem Haushalt bei entsprechendem Nachfrageinteresse für das Laden des Elektrofahrzeugs – über das ihm hierfür zustehende und in jedem Fall verfügbare absolute Kapazitätsrecht von 4 kW – zunächst im Bereich des ihm zugesprochenen relativen Kapazitätsrechts mit einer bestimmten Prioritätsstufe über 3 kW tatsächlich in den einzelnen Viertelstunden der Nacht voraussichtlich Kapazität zugeordnet werden kann. Bei einem darüber hinausgehenden Nachfrageinteresse wäre zu prüfen, ob unter Berücksichtigung der Rechtsposition im Vergleich zu den anderen Nachfragern weitere Kapazität zugestanden werden kann. Die Allokationsentscheidungen würden sich stets auf einzelne Viertelstunden-Intervalle beziehen.

Vor den einzelnen Viertelstunden-Intervallen während des Nacht-Zeitblocks ist dann zu klären, in welcher Höhe dem Haushalt Verteilnetzkapazität für das Laden des Elektrofahrzeugs tatsächlich zugestanden werden kann. Dabei werden die Entscheidungen über die Zuordnung der relativen Kapazitätsrechte nochmals überprüft sowie ggf. korrigiert und somit die relativen dann in absolute Kapazitätsrechte umgewandelt. Für die traditionellen Lasten erhält der Haushalt hingegen stets (quasi) absolute Rechte für sämtliche nachgefragte Kapazität.

Ggf. kann die (konkrete) Kapazitätsnutzung auch bepreist werden, wobei sich die Preise für Kapazität für traditionelle Lasten sowie für die Nutzung der absoluten Kapazitätsrechte und der relativen Kapazitätsrechte (verschiedener Prioritätsstufen) für das Elektrofahrzeug unterscheiden können.

2.2.1.2 (Technische und weitere) Voraussetzungen für (anspruchsvolle) Allokationslösungen

VORAUSSETZUNGEN FÜR (ANSPRUCHSVOLLE) ALLOKATIONSLSÖSUNGEN

Als vornehmliche technische, aber auch prozedurale und informatorische Herausforderungen für die praktische Durchführung von anspruchsvollen Allokationsmaßnahmen im Betrieb, die von einem VNB beim Auftreten konkreter Engpasssituationen eingesetzt werden, sind insbesondere die folgenden vier Punkte zu nennen:

- **Nachfrageverständnis:** Beim VNB hat ein Verständnis über die Nachfrage der einzelnen Haushalte in der betreffenden Zeiteinheit vorzuliegen. Sofern aus Sicht des VNB Unschärfen hinsichtlich der Nachfrage vorliegen, hat er entsprechende Sicherheitspuffer einzukalkulieren.
- **Technisches Verständnis:** Zusätzlich benötigt der VNB ein technisches Verständnis über das Verteilnetz. Dazu gehört vor allem das Wissen über die grundsätzlich verfügbaren Kapazitäten in den einzelnen Bereichen bzw. Strängen des Verteilnetzes und die Verteilnetztopologie.
- **Auslastungsverständnis:** Der VNB hat – unter Zusammenführung des Wissens aus den beiden vorstehenden Punkten – über ein ausreichendes Verständnis über die zu erwartende Auslastung in den einzelnen Verteilnetzbereichen zu verfügen, um feststellen zu können, ob die vorliegende Nachfrage das Kapazitätsangebot übersteigen wird, was dann Kapazitätsallokationsmaßnahmen erfordern würde. Diese Betrachtungen sind in der hier im Fokus stehenden Niederspannungsebene (sowie Mittelspannungsebene) sehr kleinteilig und letztendlich sogar mit Bezug zu einzelnen Strängen des Verteilnetzes durchzuführen. Ein hinreichendes Auslastungsverständnis kann der VNB insbesondere auf den folgenden Wegen erhalten, die in der Praxis zu kombinieren sein dürften:
 - Sofern der VNB die zu erwartende (und durch seine eigenen Kapazitätsallokationsmaßnahmen beeinflusste) Last und Erzeugung vor Ort sowie die sonstige zu erwartende Durchleitungsmenge kennt, die in Abhängigkeit der technischen Gegebenheiten wie der Netztopologie unter Umständen möglich sein könnte, kann er unter Rückgriff auf seine Kenntnisse über die technischen Parameter des Verteilnetzes und ein Netzzustandsmodell ermitteln, wie hoch die zu erwartende Auslastung des Netzes sein wird. Hiervon ausgehend kann er dann berechnen, wie bei Bedarf Verteilnetzkapazität zuzuordnen (und damit einhergehend Last und/oder Erzeugung zu reduzieren) ist, um eine Überlastung des entsprechenden Netzbereiches zu vermeiden.
 - Unter Rückgriff auf entsprechende Sensorik im Netz kann der Betreiber ein Verständnis über die aktuelle Auslastung erhalten und so erkennen, ob und wie viel Kapazitätsreserven noch zur Verfügung stehen bzw. ob eine (kapazitäts) Überlastung vorliegt. Auf dieser Basis kann er dann ggf. umgehend erforderliche Kapazitätsallokationsmaßnahmen durchführen, um Überlastungen des Netzes aufzulösen. Wenn er auch über ein gewisses Verständnis über zu erwartende Veränderungen bei Last und Erzeugung sowie ggf. vorliegenden

Durchleitungsmengen verfügt, kann er prognostizieren, ob Engpasssituationen drohen, die anspruchsvolle (Akut-)Allokationsmaßnahmen erforderlich machen.

- **Durchsetzungskonzept:** Wenn der VNB unter Rückgriff auf sein Auslastungsverständnis (Allokations-)Entscheidungen bezüglich der Akut-Allokation der Verteilnetzkapazität gefällt hat, ist sicherzustellen, dass diese auch wirksam werden und insofern die Haushalte ihre Last (und im Falle von sich auf dezentrale Erzeugung beziehenden Akut-Allokationsentscheidungen auch diese) anpassen. Dies kann insbesondere auf folgenden Wegen erfolgen:
 - Der VNB verfügt zumindest bei den Endgeräten der neuen Lasten über direkte Steuerungsrechte und nimmt diese auch wahr. Die direkte Steuerung durch den VNB ist dabei in dieser Arbeit so definiert, dass der VNB für jedes Endgerät der neuen Lasten zu jedem Zeitpunkt die Höhe des Strombezugs direkt festlegen kann.
 - Der VNB ist in der Lage, die Anschlusskapazitäten bei den Haushalten dynamisch anzupassen und tut dies unter Berücksichtigung bei einzelnen Haushalten für einzelne Zeiteinheiten (Viertelstunden) gemäß der durch Akut-Allokationsentscheidungen zugeordneten Kapazitäten. Wenn sich diese Begrenzung der Anschlusskapazitäten nicht gesondert nur auf neue Lasten bezieht, sondern auf sämtliche den Haushalten bereitzustellende Kapazität, sind allerdings für die einzelnen Haushalte (Sicherheits-)Puffer hinsichtlich des Kapazitätsbedarfs speziell für die traditionellen Lasten vorzusehen. Es ist dann nicht auszuschließen, dass die einzelnen Haushalte diese Kapazitätspuffer ggf. vollumfänglich ausnutzen und dies gerade auch durch eine Erhöhung der Last bei den neuen Lasten. Daher ist eine effektive Durchsetzung von Akut-Allokationsentscheidungen nur möglich, wenn die Begrenzung der Anschlusskapazitäten speziell für den Bereich der neuen Lasten erfolgen kann. Sofern sich dabei die Möglichkeit der Begrenzung der Anschlusskapazität nicht jeweils auf ein einzelnes Endgerät der neuen Lasten bezieht, ist bei diesem Vorgehen weiterhin für den Nachfrager möglich, zugestandene Verteilnetzkapazität innerhalb der neuen Lasten eines Haushalts zu reallokieren.
 - Der VNB kann weiterhin hohe Strafzahlungen vorsehen, wenn sich bei der (nachträglichen) Messung der Last der einzelnen Haushalte herausstellt, dass diese in Haushalten höher ist als die diesen im Rahmen der Akut-Allokation zugeordneten Kapazitäten. Wiederum wäre es sinnvoll, dies speziell auf die neuen Lasten bzw. jeweils auf jedes Endgerät der neuen Lasten zu beziehen. Da nicht auszuschließen ist, dass einzelne Haushalte trotz der drohenden Strafzahlungen mehr als die ihnen zugeordnete Kapazität nutzen, wären vom VNB gewisse Sicherheitspuffer an Verteilnetzkapazität einzukalkulieren.

Bei den folgenden Analysen wird zunächst angenommen, dass das Durchsetzungskonzept des VNB über eine direkte Steuerung einzelner Endgeräte sichergestellt wird. Im späteren Abschnitt 2.2.2.4.2.2 wird diese Annahme aufgehoben.

Um diese vier vorstehend genannten Herausforderungen bewältigen zu können, sind vorgelagerte Voraussetzungen zu erfüllen:

- **Permanente Interaktionsmöglichkeiten VNB – Haushalte:** Damit der VNB die Informationen über die kurzfristigen und akuten (sich auf folgende Zeiteinheiten wie Viertelstunden-Intervalle beziehende) Nachfragewünsche der Haushalte (sowie im Falle dezentraler Erzeugung auch über deren Erzeugungsplanungen) erhalten kann, hat eine permanente Interaktionsmöglichkeit zwischen den Haushalten und dem VNB zu bestehen.
- **VS-Metering:** Ferner hat ein VS-Metering flächendeckend zumindest für den Bereich der neuen Lasten zur Verfügung zu stehen.
- **VNB-Steuerungsrechte für neue Lasten oder dynamische Steuerungsrechte bezüglich Anschlusskapazität:** Um die Umsetzung der Akut-Allokationsentscheidungen direkt sicherstellen zu können (und nicht nur Sanktionsdrohungen einsetzen zu können), müsste der VNB über Steuerungsrechte bei den Endgeräten der Haushalte im Bereich der neuen Lasten verfügen. Ersatzweise müsste er die maximale Anschlusskapazität der Haushalte (möglichst speziell für den Bereich der neuen Lasten bzw. für jedes Endgerät der neuen Lasten) dynamisch begrenzen können.
- **Sensorik im Verteilnetz:** Bedeutsam ist ferner eine Ausstattung des Verteilnetzes mit einem hinreichenden Niveau an Sensorik.

Um diese vorstehend genannten Voraussetzungen erfüllen zu können, sind jedoch wiederum weitere vorgelagerte Voraussetzungen von Relevanz. Diese betreffen die Standardisierung, insbesondere von Datenformaten, Interaktionsprozessen und -protokollen sowie Kommunikationswegen.¹³⁸

Im Folgenden wird in dieser Arbeit – sofern nicht im Einzelfall anders angegeben – zunächst davon ausgegangen, dass sämtliche der in diesem Abschnitt genannten Voraussetzungen erfüllt sein werden. Im späteren Abschnitt 2.2.2.4.2 werden diese Annahmen dann wiederum teilweise aufgelöst und die jeweiligen Auswirkungen diskutiert.

ZUSÄTZLICHE VORAUSSETZUNGEN BEI EINER ZEITBLOCK-ALLOKATION

Um nicht nur eine akute (sich auf die direkt anschließende Zeiteinheit beziehende), sondern auch eine auf einen bevorstehenden Zeitblock (wie bspw. eine Nacht) beziehende Allokation durchführen zu können („Zeitblock-Allokation“), muss ein VNB über ein Verständnis hinsichtlich der zu erwartenden Nachfrage und Auslastung für den bevorstehenden Zeitblock verfügen. Hierfür sind eigene Prognosefähigkeiten wichtig, die u. a. Marktpreisentwicklungen im zentralen Stromsystem und Erfahrungen über die Besonderheiten der lokalen Nachfrage einbeziehen. Ferner ist auch eine Interaktion mit den Haushalten bedeutsam, die ihre Nachfragepläne (und im Falle dezentraler Erzeugung auch die entsprechenden Pläne) für den betroffenen Zeitblock zu übermitteln haben.

¹³⁸ Vgl. REINKE (2014, S. 176 ff.). Einen Überblick über den Daten- und Informationsbedarf der VNB liefern ZDRALLEK ET AL. (2016).

Folgend wird angenommen, dass diese Voraussetzungen – sofern nicht im Einzelfall anders angegeben – ebenfalls erfüllt sein werden.

2.2.2 Analyse mit Bezug zu einem öffentlich ausgerichteten Verteilnetzbetreiber (im Ein-Ebenen-System)

In diesem Abschnitt erfolgt eine abstrakte normative Analyse von Kapazitätsallokationsmechanismen mit Bezug zu einem VNB (und somit quasi bezogen auf ein Ein-Ebenen-System). Diesem VNB wird unterstellt, dass er sich bei der Kapazitätsallokation an dem („öffentlichen“) Zielsystem orientiert, das den Analysen zugrunde gelegt ist.

Im (Grundlagen-)Abschnitt 2.2.2.1 werden zunächst in Abschnitt 2.2.2.1.1 das den Analysen in diesem Abschnitt 2.2.2 zugrunde gelegte (und wie dargestellt annahmegemäß von dem VNB übernommene) Zielsystem vorgestellt und anschließend werden in Abschnitt 2.2.2.1.2 kurz ausgewählte Interdependenzen zur (Re-)Finanzierung von Stromverteilnetzen thematisiert.

In den Abschnitten 2.2.2.2 und 2.2.2.3 wird die Kapazitätsallokation im Verteilnetz mit Bezug zu verschiedenen Konstellationen untersucht. In Abschnitt 2.2.2.2 wird zunächst eine Konstellation betrachtet, bei der sich die Kapazitätsallokation ausschließlich auf einzelne Zeiteinheiten bezieht. Im Anschluss wird im Abschnitt 2.2.2.3 eine Kapazitätsallokation betrachtet, bei der das Allokationsobjekt auch ein Zeitblock darstellen kann. Im Abschnitt 2.2.2.4 werden weitere Fragestellungen zur Ausgestaltung einer Kapazitätsallokation diskutiert. Der abschließende Abschnitt 2.2.2.5 beinhaltet das Fazit für sämtliche Analysen mit Bezug zu einem öffentlich ausgerichteten VNB im Ein-Ebenen-System.

Für die Analysen werden zunächst folgende Annahmen getroffen:

- Die in Abschnitt 2.2.1.2 dargestellten (technischen und weiteren) Voraussetzungen für die Anwendung (anspruchsvoller) Akut-Allokationslösungen sind erfüllt.
- Die traditionellen Lasten in ihrer Gesamtheit sowie jedes Endgerät im Bereich der neuen Lasten sind mit einem eigenständigen VS-Messgerät ausgestattet und die einzelnen neuen Lasten können unkompliziert direkt vom VNB gesteuert werden.
- Die Haushalte sind preiselastisch und reagieren sensitiv auf die Höhe des zentralen Strompreises. Daher streben die Haushalte an, ihr Elektrofahrzeug beispielsweise während einer nächtlichen Standzeit möglichst insbesondere in den Viertelstunden zu laden, in denen der zentrale Strompreis am geringsten ist, womit einhergehend die Gleichzeitigkeit bei den neuen Lasten im Allgemeinen und insbesondere bei der Elektromobilität – wie bereits in dieser Arbeit thematisiert – recht hoch ist.
- Haushalten werden vom VNB Kapazitätsrechte mit einem Umfang zugeordnet, der lediglich die eigene Nutzung erlaubt und damit keine Weitergabe der Kapazitätsrechte an dritte Akteure ermöglicht (sodass bei einer nicht erfolgten Nutzung durch den Haushalt die Kapazitätsrechte zurück an den VNB fallen).

Wie bereits beschrieben, werden diese Annahmen z. T. in den späteren Abschnitten aufgelöst oder modifiziert, sodass sukzessive realitätsnähere Konstellationen betrachtet werden. Durch ein solches schrittweises Auflösen der Annahmen soll die Komplexität der Analyse nach und nach erhöht werden,

um die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Analyseschritte und Wirkungszusammenhänge zu verbessern.

2.2.2.1 Grundlagen

2.2.2.1.1 (Abgeleitetes) Zielsystem

Aus dem in der Einleitung (in Abschnitt 1.3) vorgestellten übergreifenden und übergeordneten Zielsystem, das insbesondere auf die effektive und aus Sicht der Nachfrager effiziente Transformation des gesamten Energiesystems zur Erreichung der anvisierten Klimaschutzziele abstellt, können Ziele abgeleitet werden, die die Grundlage für die Bewertung der in diesem Kapitel betrachteten institutionellen Lösungen zur Kapazitätsallokation darstellen.¹³⁹ Diese folgend dargestellten Ziele stehen z. T. in substitutiven oder komplementären Beziehungen zueinander:

- **Schutz spezifischer Investitionen der Haushalte, die für eine Gesamtsystemtransformation bedeutsam sind:** Um die angestrebte Transformation des Energiesystems und speziell die Dekarbonisierung des MIV und der Wärmeversorgung umzusetzen, sind – wie bereits beschrieben – umfangreiche Investitionen in neue Lasten und konkret Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen durch Haushalte zu tätigen. Die Regelungen zur Allokation von Verteilnetzkapazitäten können in dieser Hinsicht erhebliche Auswirkungen auf das Investitionsverhalten haben, da sie letztendlich beeinflussen, wie diese Endgeräte künftig genutzt werden können und welche Kosten im Betrieb anfallen. Sofern im Vorfeld einer Investitionsentscheidung eine (zu) hohe Unsicherheit darüber herrscht, ob z. B. langfristig das regelmäßige nächtliche Laden eines Elektroautos und dies auch zu ex ante kalkulierbaren hinreichend geringen Kosten möglich ist, um den üblichen Mobilitätsroutinen nachzugehen, ist es nicht unwahrscheinlich, dass ein nicht unerheblicher Anteil der potentiellen Nachfrager von einer entsprechenden Anschaffung absehen wird. Vor dem Hintergrund des in dieser Arbeit gewählten übergeordneten Zielsystems sollte ein geeigneter Allokationsmechanismus folglich eine gewisse Verlässlichkeit in Bezug auf die zukünftige Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazitäten und dies zu vorhersehbaren und akzeptablen wirtschaftlichen Konditionen sicherstellen. Damit einhergehend wird ein Schutz der spezifischen, von Nachfragern zu tätigen Investitionen gewährleistet. Der Schutz spezifischer Investitionen steht somit in Verbindung mit der Lenkung der Aktivitäten der Haushalte im Bereich der Investitionen in Richtung einer effektiven und effizienten Gesamtsystemtransformation, worauf folgend noch eingegangen wird.

Lokale Batteriespeicher, die gemäß Einsatz-Strategie (1) betrieben werden und mit deren Betrieb ein Beitrag zum Ausgleich von (Gesamt-)Angebot und (Gesamt-)Nachfrage im nationalen (und letztendlich auch im europäischen) Stromsystem geleistet werden kann, müssen aus Sicht des Gesamtstromsystems keinesfalls auf der Ebene eines Verteilnetzes bzw. in der Niederspannung angeschlossen werden. Vor diesem Hintergrund wird es im Folgenden

¹³⁹ In diesem Abschnitt wird umfangreich (und z. T. wortgleich) auf Darstellungen aus BIESCHKE ET AL. (2023) zurückgegriffen.

nicht als bedeutsam angesehen, Investitionen in (derartige) Batteriespeicher auf Ebene der Niederspannung des Verteilnetzes dadurch zu schützen und somit zu fördern, dass sie bevorzugt Verteilnetzkapazität zugewiesen bekommen.

Ferner ist bei bereits bestehenden Endgeräten zu berücksichtigen, dass Nachfrager diese (zumindest implizit) in dem Vertrauen angeschafft haben, dass deren zukünftige Nutzung – und die dafür notwendige Versorgung mit Strom – grundsätzlich und zu den in etwa bei der Anschaffung („Investitionszeitpunkt“) erwarteten Kosten möglich ist. Erfolgt nun eine nennenswerte Änderung oder Einschränkung der erwarteten Nutzbarkeit oder der anfallenden Kosten für das Endgerät, dürfte dies folglich häufig auch einen Eingriff in die damit verbundenen und z. T. sehr spezifischen Lebensgewohnheiten der Nachfrager darstellen. Eine derartige Konstellation, die besonders bei den traditionellen Lasten relevant sein wird, kann somit ebenfalls als eine Art der Entwertung spezifischer Investitionen eingeordnet werden. Der Aspekt des Schutzes spezifischer Investitionen der Nachfrager korrespondiert im Übrigen recht direkt mit dem später angesprochenen Ziel der Berücksichtigung distributiver Effekte.

- **Vermeidung ineffizienter Nachfrageverdrängung und folglich (effiziente) Ausnutzung der Verteilnetzkapazität:** Eine Allokationslösung sollte sicherstellen, dass es möglichst keine ineffiziente Verdrängung von Nachfrage gibt. Bezüglich Knappheitssituationen im Verteilnetz bedeutet dies, dass die zu diesen Zeiten zur Verfügung stehende Verteilnetzkapazität (möglichst) vollumfänglich ausgenutzt werden sollte. Dies ist nicht zuletzt in Zeiten mit geringen Strompreisen von Relevanz, sodass die neuen Lasten dann möglichst umfangreich Strom beziehen können und damit ein Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien geleistet werden kann.
- **Berücksichtigung von Nutzen bzw. Zahlungsbereitschaften:** Der Nutzen, den einzelne Nachfrager aus der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität ziehen, korrespondiert grundsätzlich mit ihrer Zahlungsbereitschaft für diese.¹⁴⁰ Wenn knappe Verteilnetzkapazität zu allozieren ist, dann kann der Einsatz von Preisen und damit die Berücksichtigung von Zahlungsbereitschaft als Allokationskriterium dazu beitragen, die Verteilnetzkapazität auf eine aus allokativer Sicht sinnvolle (effiziente) Weise zu nutzen. Zu berücksichtigen ist, dass preisliche Maßnahmen in einem Zielkonflikt mit vorstehend sowie im Folgenden noch thematisierten Zielen und Aspekten (wie Schutz spezifischer Investitionen und effiziente Ausnutzung der Verteilnetzkapazität) stehen können.
- **Berücksichtigung distributiver Effekte und der Schutz „kleiner Haushalte“:** Bei der Gestaltung eines Allokationsmechanismus bietet es sich außerdem an, distributive Effekte zu beachten und „kleinere Haushalte“ zu schützen. Dies kann insbesondere bei der Nutzung von Preisen als Allokationsmechanismus eine Bedeutung aufweisen. Distributive Ziele, die vielfach politisch breit akzeptiert sind, werden nicht nur durch unabhängig von den Finanzflüssen in einzelnen Sektoren geregelte Mechanismen (wie aus dem Haushalt finanzierte Zuschüsse an

¹⁴⁰ Es ist anzumerken, dass die Zahlungsbereitschaft („willingness to pay“) stets auch von der grundsätzlichen Zahlungsfähigkeit („ability to pay“) eines Nachfragers oder Haushalts beeinflusst ist und somit nicht in jedem Fall einen adäquaten Indikator für die tatsächliche Dringlichkeit einer Nutzung darstellt. Vgl. dazu bspw. SANDEL (2013).

Bedürftige im Bereich der Wohnraumversorgung), sondern im Bereich der Daseinsvorsorge ebenfalls oftmals durch sektorinterne Lösungen verfolgt. Ein Beispiel stellt eine Tarifgestaltung dar, die eine recht geringe Belastung „kleinerer Haushalte“ sicherstellt. Es wird im Folgenden angenommen, dass eine derartige „sektorinterne Distributionspolitik“ im Bereich der Stromversorgung in etwa in der bisherigen Weise weiterhin angewendet werden soll, was folglich (auch) bei der Bewertung von den mit dem Allokationsmechanismus verbundenen Bepreisungsoptionen bei Verteilnetzengpässen zu berücksichtigen ist.¹⁴¹

- **Unterstützung von Investitions- und Betriebsentscheidungen, die zu einer effektiven und effizienten Gesamtsystemtransformation beitragen:** Allokationsmechanismen für Verteilnetzkapazität können nicht nur über den oben stehend thematisierten Schutz (oder Nicht-Schutz) von spezifischen Investitionen Einfluss auf Investitionsentscheidungen in neue Lasten nehmen, die für eine effektive und effiziente Gesamtsystemtransformation von Bedeutung sind. Vielmehr ist insbesondere durch den Rückgriff auf Preise als allokatonsbeeinflussende Maßnahme auch eine Beeinflussung von Investitionsentscheidungen möglich, da diese die „relative“ Wirtschaftlichkeit von Investitionsalternativen beeinflussen können. Preise können jedoch nicht nur Investitions-, sondern auch Einsatzentscheidungen im Betrieb beeinflussen. Wie bereits beim Ziel der Vermeidung ineffizienter Nachfrageverdrängung bzw. der möglichst umfassenden Ausnutzung von Verteilnetzkapazität thematisiert, ist in diesem Zusammenhang von Relevanz, dass beim Betrieb der Stromverteilnetze nicht durch preisliche Maßnahmen in einem Ausmaß Nachfrage verdrängt wird, welches eine effiziente Auslastung der Verteilnetze verhindert. Denn gerade zu Zeiten mit einem hohen Stromangebot und damit häufig niedrigen (und ggf. sogar negativen) Strompreisen ist es in Hinblick auf eine möglichst effektive und effiziente Gesamtsystemtransformation wichtig, dass die Stromnachfrage in dem maximalen Ausmaß bedient wird, die die Verteilnetzkapazität zulässt.
- **Berücksichtigung von (Transaktions-)Kosten für die Umsetzung von Allokationslösungen in den Bereichen Messwesen, Gerätesteuerung, Sensorik, Kommunikationskosten etc.:** Die Anwendung bestimmter Allokationsmechanismen erfordert regelmäßig die Erfüllung gewisser technischer und prozeduraler (sowie außerdem institutioneller) Voraussetzungen, insbesondere in den Bereichen des Messwesens, der Endgerätesteuerung, der Sensorik im Verteilnetz sowie der Kommunikation aufgrund von Interaktionserfordernissen zwischen Akteuren. Die hierfür anfallenden (Transaktions-)Kosten, deren Höhe oftmals auch von der Organisation und Regulierung des entsprechenden Bereichs abhängen wird, sind bei der Bewertung der Eignung von Allokationslösungen ebenfalls zu berücksichtigen.
- **Berücksichtigung (sonstiger) Transaktionskosten:** Nicht zuletzt ist darauf zu verweisen, dass bei den verschiedenen Allokationslösungen in einem unterschiedlichen Ausmaß zwischen Akteuren (und dabei insbesondere zwischen VNB und Haushalten, aber ggf. z. B. auch mit Stromvertrieben) im Betrieb permanent zu interagieren ist. Dies geht nicht nur mit „technischen

¹⁴¹ Vgl. VORWERK ET AL. (2023, S. 54–55) für den Zusammenhang von Verteilungsfragen und der politischen Durchsetzbarkeit von Reformmaßnahmen.

Kosten“ (wie Kommunikationskosten o. Ä.) einher, sondern führt bei den betroffenen Akteuren auch zu (sonstigen) Transaktionskosten, z. B. in Form der erforderlichen Zeit für den Wissensaufbau hinsichtlich der etablierten institutionellen Lösung und der Durchführung von Interaktionen. Dabei gilt, dass je komplexer Allokationsmechanismen ausgestaltet sind, desto höher werden tendenziell die Transaktionskosten sein, die durch diese verursacht werden. Zu berücksichtigen ist, dass speziell bei Haushaltskunden die Anwendung komplexer Allokationslösungen zu nicht unerheblichen Transaktionskosten führen kann.

Bei den folgenden Analysen im Abschnitt 2.2.2 werden die vorgestellten Ziele nicht stets alle explizit berücksichtigt. Vielmehr wird regelmäßig nur auf die jeweils besonders wichtigen Ziele eingegangen und weitere Ziele werden lediglich implizit berücksichtigt.

2.2.2.1.2 Interdependenzen zu Fragen der (Re-)Finanzierung des Verteilnetzes

GRUNDSÄTZLICHE BERÜCKSICHTIGUNG DER NOTWENDIGKEIT DER EINNAHMEERZIELUNG ZUR ABDECKUNG DER KOSTEN DES VERTEILNETZBETREIBERS

Infolge eines Rückgriffs auf preisliche Mechanismen in direkter Form (Listenpreise) oder in indirekter Form (Auktionen) zur Kapazitätsallokation bei Stromverteilnetzen fallen Einnahmen an, die vom VNB eingesetzt werden können, um seine Kosten abzudecken. Bei den folgenden Analysen stehen die Fragen der Einnahmeerzielung und der Refinanzierung des VNB jedoch nicht im Mittelpunkt. Es wird (implizit) davon ausgegangen, dass zunächst die durch Anwendung preislicher Mechanismen bei der Kapazitätsallokation erzielten Einnahmen vom VNB für die Abdeckung seiner Kosten verwendet werden. Ferner wird (realitätsnah) angenommen, dass der VNB im Kontext seiner monopolistischen Stellung recht unkompliziert weitere Einnahmen durch preisliche Maßnahmen erzielen kann, um seine restlichen Kosten tragen zu können. Die Herausforderung ist, dass durch diese weiteren preislichen Maßnahmen keine nicht intendierten Lenkungswirkungen induziert werden oder dass diese zumindest nur ein möglichst geringes Ausmaß aufweisen. Denkbar wäre z. B., dass diese Einnahmen (wie auch bislang in einem umfangreichen Maße) ebenfalls über einen Aufschlag auf den Stromverbrauch der Haushalte erzielt werden. Allerdings wäre zu klären, ob dabei die geschilderten (unerwünschten) Verdrängungswirkungen wirklich nur ein geringes Ausmaß hätten, was auch von der Bepreisung alternativer (Energie-)Angebote abhängt. Die grundsätzliche Frage der Gestaltung der Finanzierung leitungsgebundener Infrastruktur und damit der Anlastung von Fixkosten über die Gestaltung von „Umlagen“ im Energiebereich wird im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht weiter thematisiert.¹⁴²

EINORDNUNG DES REGELMÄßIG GENANNTEN ZIELS DER VERURSACHUNGSGERECHTEN KOSTENANLASTUNG

Mit Bezug zur Preissetzung für auf eine Kostenabdeckung ausgerichtete Einnahmeerzielung ist anzumerken, dass hierbei oftmals argumentiert wird, dass eine verursachungsgerechte Kostenanlastung anzustreben sei. Zu beachten ist allerdings zunächst, dass es sowohl im Allgemeinen als auch besonders im Speziellen bei leitungsgebundener Infrastruktur (und damit auch bei

¹⁴² Vgl. VORWERK ET AL. (2023) sowie VORWERK (2024) für eine weiterführende und vertiefte (institutionen-)ökonomische und z. T. rechtliche Betrachtung.

Stromverteilnetzen) methodisch i. d. R. sehr kompliziert ist und es keinen normativ „richtigen“ bzw. per se vorzugswürdigen Ansatz gibt, (Fix-)Kosten anzulasten.¹⁴³ Außerdem kann das Bestreben der verursachungsgerechten Kostenanlastung mit dem Ziel der Erzielung (positiver) Lenkungswirkungen konfliktieren. Oftmals harmonisiert die Idee der verursachungsgerechten Kostenanlastung mit distributionspolitischen Zielen bei der Preissetzung. Vor diesem Hintergrund wird die Zielstellung einer verursachungsgerechten Kostenanlastung in dieser Arbeit allenfalls am Rande berücksichtigt und dies dann z. T. auch nur implizit.

PREISLICHE MECHANISMEN UND KAPAZITÄTSWAHL

Die Bepreisung der Nutzung des Verteilnetzes kann auch als Mechanismus eingesetzt werden, um von den (potentiellen) Nachfragern Informationen darüber zu erhalten, wie das Verteilnetz ausgebaut und welche Kapazität für die Anbindung bestimmter Abnehmer gewählt werden sollte. Im Bereich der Haushalte als Kunden ist allerdings grundsätzlich allgemein bekannt, welche Kapazität üblicherweise nachgefragt wird.

Bei zukünftigen Ausbauentscheidungen sind dabei die geänderten Anforderungen an das Verteilnetz durch die zu erwartende Zunahme neuer Lasten – wie im einleitenden Kapitel 1 und dort insbesondere in Abschnitt 1.2 thematisiert – zu berücksichtigen und in diesem Zusammenhang auch noch wesentliche aus technisch-ökonomischer Sicht offene Fragen zu klären. Unter Vernachlässigung dieser derzeit noch offenen Fragen ist es für einen VNB folglich grundsätzlich recht unkompliziert möglich, auf Basis von Nachfrageprognosen sinnvolle Ausbauentscheidungen zu fällen, ohne mit einzelnen Haushalten hinsichtlich der Fragen von deren zukünftigem Kapazitätsbedarf zu interagieren. Hiervon wird im Übrigen bei den Analysen in Kapitel 3 zur Fällung von Entscheidungen über die (Verteilnetz-)Kapazität durch VNB (zumindest implizit) ausgegangen. Dabei sollten sich VNB an einer (zu erwartenden) Kapazitätsnachfrage orientieren, die sich aus einer Nutzung von Endgeräten durch Haushalte ergibt, die im Hinblick auf die gewünschte Transformation des Energiesystems von Bedeutung sind.

Folglich sollte ein VNB bei seinen Ausbauplanungen keine Verteilnetzkapazität für eine Nachfrage vorsehen, die sich aus einer für eine Transformation des Energiesystems nicht notwendigerweise im Verteilnetzbereich vorzunehmenden Investitionen ergibt. Dies betrifft bspw. lokale Batteriespeicher in relevanter Größe, die gemäß der Einsatz-Strategie (1) aus Abschnitt 2.1.3.2.1 zur Durchführung von Arbitragegeschäften auf dem Strommarkt eingesetzt werden. Gleichwohl spricht nichts dagegen, Verteilnetzkapazität für die Nutzung durch derartige lokale Batteriespeicher vorzusehen, sofern dadurch nicht die Kapazitätsbereitstellung für die traditionellen Lasten sowie für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen eingeschränkt wird. Dies wird regelmäßig bedeuten, dass für derartige Lasten wie lokale Batteriespeicher zusätzliche Verteilnetzkapazität zu errichten ist. In diesem Zusammenhang können preisliche Maßnahmen und deren Ausgestaltung dann jedoch eine wesentliche Rolle spielen:

- Die Zahlungsbereitschaft eines Interessenten für eine derartige (zusätzliche) Verteilnetzkapazität, die dem Anschluss eines solchen lokalen Batteriespeichers in relevanter

¹⁴³ Vgl. CONSENTEC / FRAUNHOFER ISI (2018, S. 11–19).

Größe dient, ist ein Indikator für einen VNB, ob bzw. dass ein entsprechender Kapazitätsbedarf besteht. Durch eine Bepreisung wird eine entsprechende Zahlungsbereitschaft offenbart.

- Eine verursachungsgerechte Kostenanlastung für die Anschlusskapazität, die in diesem speziellen Fall relativ gut (im Sinne von auf eine eindeutige Weise festlegbar) sichergestellt werden kann, kann in einer derartigen Situation nicht nur dazu beitragen zu klären, ob die Kosten eines zusätzlichen Verteilnetzausbaus durch die dafür von dem entsprechenden Nachfrager zu leistenden Zahlungen abgedeckt werden können, sondern verhindert auch, dass sonstige Nachfrager (und in diesem Zusammenhang auch „kleinere Haushalte“) diese Kosten zu tragen haben und insofern ein Konflikt mit distributiven Zielen entsteht.
- Die für die Anbindung des betrachteten lokalen Batteriespeichers erforderliche Verteilnetzkapazität ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht und damit in der betrachteten Konstellation auch aus der Perspektive des VNB spezifisch, da sich dieser Kapazitätsbedarf nicht primär aus den Erfordernissen der Transformation des Energiesystems ergeben, sondern vor allem aus den (betriebs-)wirtschaftlichen Aktivitäten eines Investors. Aufgrund dieser Spezifität sollte sich der VNB absichern, dass er tatsächlich die erforderlichen Einnahmen zur Abdeckung der bei der Investition in die zusätzliche Verteilnetzkapazität anfallenden Ausgaben erhalten wird. Dies könnte entweder durch den Abschluss eines langfristigen Vertrages mit dem Investor in den Batteriespeicher erfolgen, der diesen so lange zu Zahlungen verpflichtet, bis die Investitionskosten des VNB amortisiert sind, oder durch die Einforderung einer sogenannten Upfront-Zahlung durch den VNB zur Abdeckung der Ausgaben für die Kapazitätserweiterung. Eine derartige Zahlung wird im Energiesystem auch als „Baukostenzuschuss“ (BKZ) bezeichnet.

Das vorstehende Beispiel weist darauf hin, dass eine Rationalität für die Einnahmeerzielung durch BKZ für den VNB insbesondere dann besteht, wenn ein Ausbau der Verteilnetzkapazität eine auf die spezielle Nachfrage eines einzelnen Nachfragers ausgerichtete spezifische Investition ist. Sofern Kapazitätsausbauentscheidungen jedoch nicht eine derartige Spezifität aufweisen, besteht grundsätzlich keine Rationalität für die Einforderung von BKZ als Upfront-Zahlungen.

2.2.2.2 Kapazitätsallokation (ausschließlich) in einzelnen Zeiteinheiten

Dieser erste zentrale Abschnitt mit Analysen zur Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen besteht aus zwei Teilen. Im Abschnitt 2.2.2.2.1 wird eine einzelne Zeiteinheit isoliert betrachtet. Im darauffolgenden Abschnitt 2.2.2.2.2 werden mehrere einzelne aufeinanderfolgende Zeiteinheiten betrachtet. Die (zusätzlichen) Annahmen, die den Analysen in diesen beiden Abschnitten zugrunde liegen, werden jeweils zu Beginn der Abschnitte dargestellt.

Die Analysen in den beiden Abschnitten sind als vorgelagerte Analysen für die späteren Abschnitte zu verstehen und es sollen vor allem grundlegende Aspekte bei der Kapazitätsallokation aufgezeigt werden. Aus diesem Grund sind die Annahmen bewusst z. T. recht restriktiv gesetzt, da auf diese Weise versucht wird, die Komplexität des Themenbereichs auf die für diese vorgelagerten Analysen relevanten Aspekte zu reduzieren.

2.2.2.2.1 Auf eine Zeiteinheit bezogene Kapazitätsallokation

In diesem Abschnitt werden bei den Analysen der Kapazitätsallokation im Verteilnetz eine im Folgenden dargestellte Konstellation betrachtet und vereinfachende Annahmen getroffen:

- Die Betrachtungen beziehen sich grundsätzlich auf eine einzelne Zeiteinheit (z. B. auf eine spezifische Zeiteinheit (Viertelstunde) während einer Nacht).
- Die verfügbare Verteilnetzkapazität während der Zeiteinheit wird als konstant angenommen.
- Der zentrale Strompreis für die betrachtete Zeiteinheit ist ex ante bekannt und wird als konstant angenommen. Es wird daher davon ausgegangen, dass während der Zeiteinheit bei den Haushalten eine dem VNB ex ante bekannte Stromnachfrage sowohl durch traditionelle Lasten als auch durch Wärmepumpen, durch Elektrofahrzeuge, die während der Zeiteinheit permanent an das Stromnetz angeschlossen sind, und durch Arbitragegeschäfte auf dem Strommarkt durchführende lokale Batteriespeicher (gemäß Einsatz-Strategie (1)) besteht.
- Für die Zeiteinheit wird ferner angenommen, dass sie relevant für die Befriedigung der Nachfrage (z. B. für das Laden eines Elektrofahrzeugs) ist und die erwartete Nachfrage die lokal verfügbare Verteilnetzkapazität überschreitet, sodass für die Zeiteinheit eine Knappheit an Verteilnetzkapazität vorliegt.
- Ergänzend erfolgen in diesem Abschnitt erste Analysen zur Dauer der Zuordnung von Prioritätsrechten als ein bereits erwähnter Spezialfall der Gestaltung von Produkten und der Zuordnung von Kapazitätsrechten im Rahmen von Termin-Allokationen. Derartige Betrachtungen dienen als vorgelagerte Analysen für spätere Untersuchungen und erfolgen bereits in diesem Abschnitt, obwohl sie eigentlich der in diesem Abschnitt zugrunde liegenden Annahme der Betrachtung einer einzelnen Zeiteinheit in gewisser Weise entgegenstehen.

Auf Grundlage der dargestellten Annahmen und unter Rückgriff auf den in Abschnitt 2.1 dargestellten Wissensstand bezüglich der Eigenschaften der einzelnen Lasten und bezüglich deren Bedeutung sowohl für die Haushalte als auch für das gesamte (sich in einem Transformationsprozess im Hinblick auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen befindliche) Energiesystem ist es möglich, im Kontext des in Abschnitt 2.2.2.1.1 erläuterten Zielsystems, Aussagen bezüglich der Prioritäten zu treffen, mit denen bestimmten Lasten in Engpassfällen (Kriterien-basiert) Verteilnetzkapazität zugeordnet werden sollte. Folgend wird in diesem Zusammenhang herausgearbeitet, wie einzelnen Lasten im Rahmen von Termin-Kapazitätsallokationen in einem (überwiegend) auf Kriterien basierenden Verfahren Rechtspositionen in Form von Prioritätsrechten zugewiesen werden könnten, die dann bei der Akut-Allokation in einem wiederum (vor allem) auf Kriterien basierenden Verfahren maßgeblichen Einfluss auf die (finalen) Allokationsentscheidungen haben. Aufgezeigt wird ferner, dass auch Preisen eine Bedeutung für die Allokation der Verteilnetzkapazität zukommt.

HÖCHSTE PRIORITÄTSSTUFE FÜR TRADITIONELLE LASTEN („PRIO-STUFE 1“)

Der Schutz von spezifischen Lebensgewohnheiten bei Haushalten und der damit verbundenen getätigten Investitionen sowie distributive Ziele und das geringe (technische) Potential zur zeitlichen Verschiebung des Strombezugs (vgl. Abschnitt 2.1.3.1) sprechen dafür, dass für die traditionellen Lasten, bei denen in der Realität die Gleichzeitigkeit grundsätzlich geringer als bei neuen Lasten ist,

den Haushalten im bisherigen Umfang Verteilnetzkapazität bereitgestellt werden sollte und dass es keine Veränderung der bisherigen Bepreisung dieser Kapazität aufgrund von Kapazitätsallokationsmaßnahmen geben sollte. Vor diesem Hintergrund wird der Bereitstellung dieser Kapazität die höchste Priorität eingeräumt und somit ist der Kapazitätsbedarf für die traditionellen Lasten in der Prioritätsstufe 1 („Prio-Stufe 1“) eingeordnet. Bei der Akut-Kapazitätsallokation ist im Rahmen eines Kriterien-basierten Allokationsverfahrens infolgedessen zunächst Kapazität an die traditionellen Lasten zuzuordnen. Es ist daher davon auszugehen, dass in dieser Prioritätsstufe – genau wie bisher – im Rahmen der Akut-Kapazitätsallokation stets die gewünschte Kapazität zur Verfügung stehen wird. Es gibt keinerlei Gründe dafür, diese Regelung zu befristen. Anders ausgedrückt sollten die Haushalte also im Rahmen einer Termin-Allokation unbefristete Zusagen für (quasi) absolute Kapazitätsrechte für ihre sämtlichen traditionellen Lasten erhalten.

NIEDRIGSTE PRIORITÄTSSTUFE FÜR LOKALE BATTERIESPEICHER, DIE (AUCH) FÜR ARBITRAGEGESCHÄFTE AUF DEM STROMMARKT EINGESETZT WERDEN („PRIO-STUFE 5“)

Ein Anschluss von stationären Batteriespeichern zur alleinigen Durchführung von Arbitragegeschäften auf dem Strommarkt in der Niederspannungsebene der Verteilnetzebene ist aus gesamtsystemischer Sicht nicht vorteilhaft, da bei Batteriespeichern Skaleneffekte vorliegen und daher größere Speicher, die dann in höheren Spannungsebenen an das Stromnetz angeschlossen werden, geringe spezifische Investitionskosten aufweisen.¹⁴⁴ Sofern Batteriespeicher – warum auch immer – trotzdem in der Niederspannung des Verteilnetzes angeschlossen sind, ist es aus gesamtsystemischer Perspektive grundsätzlich unproblematisch, wenn diese im Einzelfall in akuten Engpasssituationen nicht prioritär Verteilnetzkapazität zugewiesen bekommen und vielmehr nachgelagert zu den anderen Lasten, konkret den traditionellen Lasten, den Wärmepumpen und den Elektrofahrzeugen, bei der Akut-Kapazitätsallokation berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass im Rahmen der Termin-Kapazitätsallokation den betrachteten Batteriespeichern keinerlei (vorteilhafte) Rechtspositionen zugesprochen werden sollten. Sie werden damit in die unterste Prioritätsstufe eingeordnet (Prioritätsstufe 5).

BASIS-KAPAZITÄT: HÖHERE PRIORITÄTSSTUFE FÜR WÄRMEPUMPEN („PRIO-STUFE 2A“) ALS FÜR ELEKTROFAHRZEUGE („PRIO-STUFE 2B“)

Sowohl Investitionen in Wärmepumpen als auch in Elektrofahrzeuge werden – wie in Abschnitt 2.1.3.2 thematisiert – regelmäßig nur erfolgen, wenn die Nutzer absehen können, dass sie während der Lebens- und Abschreibungsdauer ihrer Geräte und bei einer üblichen Nutzung in einem ausreichenden Ausmaß und zu voraussehbaren wirtschaftlich vertretbaren Konditionen Verteilnetzkapazität zugeordnet bekommen. Da erstens bei Wärmepumpen längere Investitionszyklen vorliegen als bei Elektrofahrzeugen und außerdem bei den Immobilien, deren Dämmung – sofern sie nicht neu errichtet werden – oftmals in Abstimmung mit der Erneuerung von Heizungsanlagen verstärkt wird, die Investitionszyklen nochmals länger sind, sowie zweitens Elektrofahrzeugen im Falle von Problemen

¹⁴⁴ Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt 2.1.3.2.1.

beim Laden an der B-LI am Wohnort während der Zeiteinheit als substitutive Notfallmaßnahme an T-LI oder N-LI Strom laden können, sollten Wärmepumpen grundsätzlich in eine höhere Prioritätsstufe eingeordnet werden als Elektrofahrzeuge. Folgend wird vor diesem Hintergrund eine Prioritätsstufe 2a für Wärmepumpen und eine (nachgelagerte) Prioritätsstufe 2b für Elektrofahrzeuge definiert. Die Kapazität in diesen Prio-Stufen 2a und 2b wird als „Basis-Kapazität“ bezeichnet.

AUSGESTALTUNGSFRAGEN BEI DER PRIORITÄTSSTUFE 2A FÜR WÄRMEPUMPEN

Für die Haushalte, denen die für den Betrieb ihrer Wärmepumpe erforderliche Verteilnetzkapazität mit der Prioritätsstufe 2a (im Rahmen einer Termin-Kapazitätsallokation) zugeordnet wird, sollten sicher sein können, dass sie die Anlagen zukünftig grundsätzlich in der gewünschten Weise betreiben können. Mit der Prioritätsstufe 2a versehene Kapazität hat daher faktisch stets verfügbare und damit (quasi) absolute Kapazitätsrechte darzustellen.

Wenn Haushalte Kapazität der Prioritätsstufe 2a erhalten, hat der Umfang dieser Kapazität mit den Anforderungen der jeweiligen Wärmepumpe zu korrespondieren, sofern die Anlage übliche technische Voraussetzungen (z. B. im Bereich der Effizienz) erfüllt.¹⁴⁵ Die Frage ist, wie der VNB im Einzelfall Informationen über den erforderlichen Kapazitätsbedarf erhalten kann. Ein gewisses Potential haben vermutlich auf bestimmten Kriterien basierende Prüfmaßnahmen eines VNB. In diesem Zusammenhang kann es sich unter Umständen auch anbieten, (ggf. jenseits eines Sockelbetrags an Kapazität) eine gewisse zeitbezogene Bepreisung je Leistungseinheit (quasi) absoluter Verteilnetzkapazität in der Prioritätsstufe 2a vorzusehen, um über die Zahlungsbereitschaften der Haushalte Informationen über den entsprechenden Kapazitätsbedarf zu erhalten. Denkbar wäre auch eine Kombination beider Mechanismen (Kriterien basierende Prüfung und die Erhebung von Preisen). Nicht sinnvoll wären in diesem Fall offensichtlich Auktionen als preisliche Maßnahmen. Denn zunächst gehen diese in der vorliegenden Konstellation mit unangemessen hohem Aufwand und damit mit Transaktionskosten einher. Ferner entscheiden Haushalte nicht zu einem einheitlichen oder nur in wenigen Zeitpunkten über einen Umbau der Wärmeversorgung ihrer Gebäude, was faktisch einer sinnvollen Durchführung von Auktionen entgegensteht.

Aufgrund der langen wirtschaftlichen Lebensdauern von Wärmepumpen und ggf. komplementär durchgeführten Investitionen im Gebäudebereich sollte die Laufzeit von mit der Prioritätsstufe 2a Haushalten zugeordneter Kapazität grundsätzlich unbegrenzt sein. Es ist lediglich sinnvoll, ein Rückforderungsrecht hinsichtlich dieser Kapazität für den VNB vorzusehen, wenn der Haushalt sich entscheidet, seine Wärmepumpe nicht mehr zu nutzen und stattdessen ein anderes Wärmekonzept

¹⁴⁵ Ggf. wären ergänzend auch noch analoge Vorgaben hinsichtlich des gesamten Wärmekonzepts für die entsprechenden Gebäude und insofern vor allem für die Dämmungsmaßnahmen sinnvoll. Auch sollte verhindert werden, dass über einen in die Wärmepumpe integrierte (Batterie- oder ggf. auch Wärme-)Speicher indirekt doch Arbitragegeschäfte auf dem Strommarkt im Rahmen der mit der Prioritätsstufe 2a zugestandenen Verteilnetzkapazität durchgeführt werden. Unabhängig davon können Speicher zur Pufferung von Energie aus verschiedenen Gründen im Einzelfall sinnvoll sein. Zu erwägen wäre, Sonderlösungen bei besonders hohen Energie- und damit auch Kapazitätsbedarfen von Haushalten vorzusehen, um sicherzustellen, dass in Folgejahren ausreichend stets verfügbare Verteilnetzkapazität für die eine Vielzahl von „normalen Haushalten“ vorhanden ist.

implementiert, welches nicht mehr von der dargestellten Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität abhängig ist.

Die zentrale Bedeutung der Absicherung der spezifischen Investitionen in Wärmepumpen durch die Bereitstellung von Kapazität mit (quasi) absoluten Rechten in der Prioritätsstufe 2a geht damit einher, dass (Knappheits-)Situationen im Verteilnetzbereich drohen und auftreten können, in denen es nicht mehr möglich wäre, weiteren Haushalten, die eine Wärmepumpe installieren wollen, derartige Kapazitätsrechte (also der Prioritätsstufe 2a) zur Verfügung zu stellen, da ansonsten die bereits vergebenden Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 2a insofern entwertet würden, wodurch die (quasi) absoluten Kapazitätsrechte faktisch zu relativen Kapazitätsrechten würden. Dies weist zunächst auf die Bedeutung der Option eines Verteilnetzausbaus hin, der in einer derartigen Situation grundsätzlich geboten sein dürfte. Darüber hinausgehend ist aber vor allem eine vorausschauende Kapazitätsausbauplanung des VNB von hoher Bedeutung, um nach Möglichkeit derartig problematische (Engpass-)Situationen grundsätzlich nicht auftreten zu lassen oder diese zumindest allenfalls für kurze Zeiten akzeptieren zu müssen.¹⁴⁶

AUSGESTALTUNGSFRAGEN BEI DER PRIORITÄTSSTUFE 2B FÜR ELEKTROFAHRZEUGE SOWIE (MÖGLICHE) KONKURRENZSITUATIONEN BEI DER KAPAZITÄTSVERGABE FÜR DIE PRIORITÄTSSTUFEN 2A UND 2B

Es bietet sich an, die für Elektrofahrzeuge vorzusehende Prioritätsstufe 2b analog zur Prioritätsstufe 2a auszugestalten. Aufgrund der Substitutionsmöglichkeiten beim Laden von Elektrofahrzeugen kann es als ausreichend angesehen werden, wenn die Kapazität der Prioritätsstufe 2b quasi absolute Kapazitätsrechte darstellt, was z. B. bedeuten könnte, dass allenfalls mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit die Kapazität für die betrachtete Zeiteinheit nicht im zugesagten Umfang zur Verfügung steht.

Wenn die Haushalte beabsichtigen, in die Prioritätsstufe 2b eingeordnete Kapazität in Anspruch zu nehmen, aber diese (ausnahmsweise) nicht in dem gewünschten Ausmaß verfügbar ist, stellt sich die Frage, wie die vorhandene Kapazität im Rahmen der Akut-Allokation auf die verschiedenen nachfragenden Haushalte zugeordnet werden sollte. Denkbar wäre, diese den einzelnen Haushalten jeweils anteilig unter Berücksichtigung des Umfangs ihrer ihnen in der Termin-Allokation zugestandenen Kapazitätsrechte in der Prioritätsstufe 2b und der konkret gewünschten Nachfrage zuzuordnen. Allerdings kann damit ein Anreiz für die einzelnen Haushalte entstehen, strategisch hohe Angaben zu ihren Nachfragewünschen abzugeben. Einem derartigen strategischen Verhalten könnte – sofern Engpasssituationen für die Haushalte im Einzelfall nicht vorhersehbar sind – dadurch versucht werden entgegenzuwirken, dass gewisse Strafzahlungen für zunächst bei der Akut-Allokation nachgefragte, aber dann nicht in Anspruch genommene Kapazität vorgesehen werden. Allerdings könnte eine derartige anteilige Kapazitätszuordnung in einem geringen Ausmaß mit dem vorliegenden Distributionsziel konfliktieren. Mit weniger Problemen behaftet und vorzugswürdig erscheint daher, vorhandene Kapazität in der Kapazitätsstufe 2b gleichmäßig auf die einzelnen Haushalte zu verteilen,

¹⁴⁶ Siehe dazu Kapitel 3 und insbesondere Abschnitt 3.1.2.

aber dabei jedem Haushalt nur die ihm maximal zustehende Kapazität dieser Prioritätsstufe zukommen zu lassen. Folgend wird (i. d. R. implizit) von einem derartigen Vorgehen ausgegangen.

Als Laufzeit für die Gewährung der Kapazitätsrechte der Prioritätsstufe 2b kann zunächst die Nutzungsdauer des Elektrofahrzeugs des jeweiligen Haushalts angesehen werden. Da nicht nur die Anschaffung eines konkreten Elektrofahrzeugs, sondern auch der Umstieg auf die Elektromobilität zumindest in einem gewissen Ausmaß als spezifische Investition angesehen werden kann, bietet es sich an, den Haushalten für den Fall der anschließenden erneuten Anschaffung eines Elektrofahrzeugs das Recht zuzugestehen, weiterhin Kapazität mit der Prioritätsstufe 2b zugestanden zu bekommen.

Sofern bis zu einem möglichen Verteilnetzausbau die von den Haushalten im Rahmen der Termin-Allokation nachgefragte Kapazität der Prioritätsstufe 2a knapp wird, stellt sich die Frage, ob überhaupt Kapazitätsrechte der Prioritätsstufe 2b vergeben werden sollten. Denn durch die Zuordnung von Kapazitätsrechten der Prioritätsstufe 2b würde in einer derartigen Situation eventuell verhindert, dass zu einem späteren, vor einem Ausbau des Verteilnetzes liegenden Zeitpunkt, Haushalte ihre Wärmeversorgung umstellen und Wärmepumpen installieren, weil sie keine bzw. nicht ausreichend Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 2a erhalten können bzw. diese de facto keine (quasi) absoluten Kapazitätsrechte mehr darstellen. Die aufgeworfene Frage kann hier nicht vertieft diskutiert und beantwortet werden. Es kann aber festgehalten werden, dass es in einer derartigen Situation mit Blick auf das Ziel der Transformation des Gesamtsystems u. U. sehr nachteilig sein kann, Kapazitätsrechte der Prioritätsstufe 2b zuzuordnen.

ERWEITERTE BASIS-KAPAZITÄT UND ZUSATZ-KAPAZITÄT: PRIORITÄTSSTUFEN 3A UND 3B SOWIE 4A UND 4B FÜR WÄRMEPUMPEN UND ELEKTROFAHRZEUGE

Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sollten – aus den zu Beginn des Abschnitts genannten Gründen – im Engpassfall stets bei der Akut-Kapazitätsallokation gegenüber den der Prioritätsstufe 5 zugeordneten lokalen Batteriespeichern bevorzugt werden, mit denen ausschließlich Arbitragegeschäfte auf dem Strommarkt durchgeführt werden (Einsatz-Strategie (1)). Daher sollten Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen im Rahmen der Termin-Allokation Kapazität mit höherwertigen Prioritätsstufen 4a (für Wärmepumpen) und 4b (für Elektrofahrzeuge) zugeordnet werden, die sie nutzen können, wenn die ihnen zugeordnete Basis-Kapazität in der Prioritätsstufe 2a bzw. 2b bereits von Ihnen genutzt wird. Die Kapazität in der Prio-Stufe 4 wird daher auch als „Zusatz-Kapazität“ bezeichnet. Die Kapazitätsvergabe für die Prioritätsstufe 4a hat wiederum derjenigen für die Prioritätsstufe 4b vorzugehen. Diese Kapazitätsrechte der Stufen 4a und 4b sollten grundsätzlich nicht (zusätzlich) bepreist werden, um Verdrängungseffekte bei der Nachfrage zu vermeiden, sodass bei einer entsprechenden (Strom-)Nachfrage im Rahmen der Akut-Allokation stets sämtliche Verteilnetzkapazität zugeordnet werden kann.

Für die Prioritätsstufe 4a/4b erscheint eine gleichmäßige Verteilung der verfügbaren Kapazität auf die Nachfrager vorteilhaft. Angemerkt sei, dass im Regelfall nur dann in Wärmepumpen investiert werden dürfte, wenn deren Strombedarf im Engpassfall unter Rückgriff auf Kapazitätsrechte einer höheren Prioritätsstufe als 4a gedeckt werden kann. Dennoch wird hier von einer Differenzierung zwischen den Prioritätsstufen 4a und 4b ausgegangen, um die Wahrscheinlichkeit der Kapazitätsverfügbarkeit für

Wärmepumpen (ausgehend von einem hohen Niveau) noch weiter zu erhöhen und um eine einheitliche Strukturierung der Prioritätsstufen 2a/2b bis 4a/4b zu erreichen.¹⁴⁷

Zwischen den Prioritätsstufen 2a/2b und 4a/4b dürfte es sich anbieten, eine weitere Prioritätsstufe 3 vorzusehen, die sich wiederum aus der (vorgelagert zu berücksichtigenden) Prioritätsstufe 3a für Wärmepumpen und der (nachgelagerten) Prioritätsstufe 3b für Elektrofahrzeuge zusammensetzt und folgend auch als „Erweiterte Basis-Kapazität“ bezeichnet wird. Der Zugang zu dieser Prio-Stufe sollte mit einem (Listen-)Preis versehen sein, dessen Höhe sich nach der nachgefragten Kapazität dieser Stufe richtet. In diesem Zusammenhang kann die Existenz der Prioritätsstufe 3a/3b – hier mit Bezug zu Elektrofahrzeugen argumentierend, obwohl für Wärmepumpen die Punkte analog gültig sind – zunächst folgende zwei Funktionen erfüllen bzw. Vorteile mit sich bringen:

- Sofern Haushalte – aus unterschiedlichen Gründen – eine höhere Verfügbarkeit an Verteilnetzkapazität für ihr Elektrofahrzeug erreichen möchten, als dies über den Umfang der ihnen mit der Prioritätsstufe 2b zugesprochenen Kapazität möglich ist, können sie durch ihre Zahlungsbereitschaft (für den bei der Prioritätsstufe 3b erhobenen Listenpreis) zu erkennen geben, dass sie weitere Kapazität dringender benötigen als andere Nachfrager, denen ein gewisser Umfang an Kapazitätsrechten der Stufe 4a/4b zugeordnet ist.
- Wenn Haushalte, die sich ein Elektrofahrzeug anschaffen, aufgrund von strukturellen und erst durch einen zukünftigen Verteilnetzausbau behebbaren Engpässen in dem entsprechenden Verteilnetzgebiet keine Kapazität der Prioritätsstufe 2b zugeordnet bekommen können, dann können Sie erwägen, sich durch Kauf der Kapazitätsrechte der Prioritätsstufe 3b zumindest die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, dass sie in der Zeiteinheit bei der Akut-Allokation (möglichst) viel Verteilnetzkapazität erhalten, um ihr Elektrofahrzeug laden zu können. Denkbar wäre im Übrigen auch, dass Haushalte, denen aufgrund struktureller Netzengpässe keine Kapazität der Prioritätsstufe 2b für ihr Elektrofahrzeug zugeordnet werden kann, vergünstigt Kapazität der Prioritätsstufe 3b erhalten.

Eine schwierige Frage ist, wie viele Kapazitätsrechte in der Prioritätsstufe 3a/3b maximal vergeben werden sollten. Wenn sehr viel Kapazität für die Stufe 3a/3b vorgesehen wird, werden diese relativen Prioritätsrechte tendenziell wertloser, da im Knappheitsfall die Kapazität mit einer größeren Anzahl weiterer Haushalte zu teilen ist. Daher dürfte eine Prognose recht schwierig sein, welche Vorteile der Besitz von Kapazitätsrechten der Prio-Stufe 3a/3b gegenüber Kapazitätsrechten der Prio-Stufe 4a/4b mit sich bringt. In diesem Zusammenhang wäre es denkbar, für die Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 3a/3b eine zweigeteilte Bepreisung vorzusehen, bei der eine der beiden Preiskomponenten unabhängig vom jeweiligen tatsächlichen (erst ex post nach der Zeiteinheit) ermittelbaren Vorteil ist, während die andere (ex post zu ermittelnde) Preiskomponente genau diesen Vorteil berücksichtigen würde.

¹⁴⁷ Ferner werden weitere Aspekte, die beim Auflösen von Annahmen bei den späteren Analysen erkennbar werden, ebenfalls für eine Differenzierung zwischen den Prioritätsstufen 4a und 4b sprechen; siehe dazu Abschnitt 2.2.2.4.2.

Hinsichtlich der Laufzeit der im Rahmen der Termin-Allokation zu vergebenden Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 3a/3b, könnten zunächst längere Zeiträume vorgesehen werden. Außerdem gibt es Argumente dafür, dass Haushalte, denen (vorübergehend) kein Kapazitätsrecht der Prio-Stufe 2a/2b zugeordnet werden kann, analoge Laufzeitregelungen wie in der Prio-Stufe 2a/2b zugestanden werden. Für andere Interessenten an Kapazität der Prio-Stufe 3a/3b könnten ggf. fixierte Laufzeiten von z. B. 12 oder 24 Monaten vorgesehen werden, was dem VNB die Möglichkeit eröffnen würde, die Kapazitätsrechte später anders zuzuordnen.

Nicht zuletzt wäre zu erwägen, auch nur für eine bestimmte Zeiteinheit (bzw. für ein Produkt, welches nur ausgewählte Zeiteinheiten umfasst, z. B. bestimmte Viertelstunden an jedem Montagabend), Kapazität mit der Prio-Stufe 3a/3b anzubieten. Dies dürfte speziell für den Bereich der Elektromobilität relevant sein, denn so könnte berücksichtigt werden, dass für manche Haushalte nur zu bestimmten Zeiten ein erhöhter Ladebedarf besteht bzw. ein erhöhter Nutzen vorliegt, wenn die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass der vorgesehene Ladevorgang nicht durch Verteilnetzengpässe verhindert wird. Somit kann die Prio-Stufe 3b die (weitere) Funktion erfüllen, eine Lösungsoption dafür zu bieten, dass zwar häufig Mobilitätsroutinen vorliegen, aber zu bestimmten Zeiten die Mobilitätsbedürfnisse von Haushalten höher zu gewichten sind und damit einhergehend dem Laden der Elektrofahrzeuge eine andere (und zwar höhere) Bedeutung zukommt als standardmäßig vorgesehen.

Im Übrigen könnte erwogen werden, Prioritätsrechte noch differenzierter auszugestalten und beispielsweise vor oder nach der Prioritätsstufe 3a/3b eine weitere (Zwischen-)Stufe oder sogar mehrere zusätzliche Prio-Stufen vorzusehen, bei denen dann verstärkt auf preisliche Mechanismen, und zwar konkret Listenpreise, bei der Kapazitätsallokation zurückgegriffen werden könnte.¹⁴⁸

FAZIT

Der vorstehend beschriebene und in der folgenden Abbildung 3 dargestellte Vorschlag zur Vergabe von relativen und absoluten Kapazitätsrechten im Rahmen der Termin-Kapazitätsallokation und zur Durchführung der Akut-Allokation, der nachfolgend in dieser Arbeit als „Prioritätsrechte-basierter Allokationsmechanismus“ bezeichnet wird, kann zunächst als ein Startpunkt für die weiteren Analysen angesehen werden, da hiermit beispielhaft eine sinnvolle Ausgestaltung eines Allokationsmechanismus dargestellt wird.

Mit diesem eigenen Vorschlag sollen daher vor allem Denkanstöße zur Eignung verschiedener Allokationsmechanismen gegeben werden. Besonders bedeutsam bei diesem Vorschlag ist die Kriterien-basierte Zuordnung von relativen und absoluten Rechten anhand der (technologischen) Charakteristika der Lasten, sodass eine gewisse Absicherung der spezifischen Investitionen der Nachfrager in neue Lasten bei gleichzeitig effizienter Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität sichergestellt werden kann. Preisen kommt in dem Vorschlag nur eine nachgelagerte Bedeutung zu und

¹⁴⁸ Eine derartige Differenzierung könnte auch innerhalb einer Prioritätsstufe erfolgen, indem ansteigende (Listen-)Preise für die Nutzung umfangreicherer Kapazitätsrechte etabliert werden. Letztlich wird bei einer weiterführenden Regeldifferenzierung die Unterscheidung, ob es sich um die Etablierung einer zusätzlichen Prioritätsstufe oder um die weitere Untergliederung einer bestehenden Prioritätsstufe handelt, nicht immer zweifelsfrei möglich sein, weshalb dieser Aspekte im Folgenden auch nicht weiter diskutiert wird.

diese werden vor allem genutzt, um Wissen über den Nutzen zu erlangen, den Nachfrager (kurzfristig) aus der Nutzung der Verteilnetzkapazität ziehen. Als potentiell kritischer Punkt bei dem Vorschlag kann der Wissensstand des VNB gesehen werden, da dessen Wissensstand erheblichen Einfluss auf die Eignung der institutionellen Lösung hat.

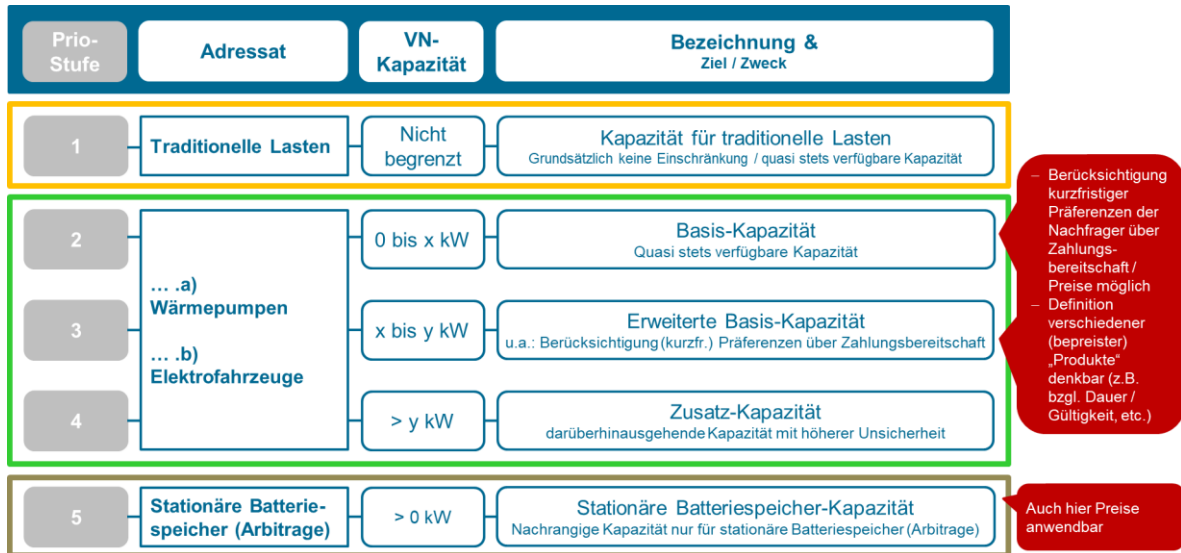


Abbildung 3: Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus (idealisierte und stark vereinfachte Darstellung)¹⁴⁹

2.2.2.2 Auf mehrere (nacheinander folgende) Zeiteinheiten bezogene Kapazitätsallokation

In diesem Abschnitt erfolgen Untersuchungen, die auf den Analysen und Erkenntnissen des vorherigen Abschnitts aufbauen. Dabei wird eine weiterhin vereinfachte Konstellation betrachtet und es werden die folgenden vereinfachenden Annahmen getroffen:

- In diesem Abschnitt werden mehrere zeitlich aufeinanderfolgende Zeiteinheiten (z. B. mehrere aufeinanderfolgende Viertelstunden während einer Nacht) betrachtet.
- Die verfügbare Verteilnetzkapazität während der betrachteten Zeiteinheiten wird weiterhin als konstant angenommen und ist jeweils direkt vor Beginn der Zeiteinheit bekannt.
- Der zentrale Strompreis für jede der betrachteten Zeiteinheiten ist direkt vor Beginn der Zeiteinheit bekannt und wird während jeder Zeiteinheit ebenfalls als konstant angenommen. Annahmegemäß ist somit immer direkt vor der jeweils betrachteten Zeiteinheit die bei den Haushalten anfallende Stromnachfrage durch traditionelle Lasten, durch Wärmepumpen, durch Elektrofahrzeuge, die während des Zeitraums der aufeinanderfolgenden Zeiteinheiten permanent zum Laden an das Stromnetz angeschlossen sind, und durch Arbitragegeschäfte auf dem Strommarkt durchführende Batteriespeicher (Einsatz-Strategie (1)) bekannt und während der Zeiteinheit konstant.
- Für spätere als die jeweils als nächste betrachtete Zeiteinheit wird allerdings angenommen, dass sämtlichen beteiligten Akteuren die verfügbare Verteilnetzkapazität, die Stromnachfrage

¹⁴⁹ Quelle: Eigene Darstellung.

und der zentrale Strompreis nicht bekannt sind und von diesen auch nicht exakt prognostiziert, sondern nur grob antizipiert werden können.

- Für die Zeiteinheiten wird ferner angenommen, dass die Befriedigung der Nachfrage (z. B. für das Laden eines Elektrofahrzeugs) nur in einem nennenswerten Umfang erfolgen kann, wenn von einem Nachfrager mehrere (mehr oder weniger zusammenhängende) Zeiteinheiten genutzt werden. Auch wird angenommen, dass die erwartete Gesamtnachfrage die verfügbare Verteilnetzkapazität zumindest in einigen der betrachteten Zeiteinheiten überschreitet, sodass zumindest zu bestimmten Zeiten eine Knappheit bei Verteilnetzkapazität vorliegt.
- Es wird grundsätzlich angenommen, dass die Nachfrager risikoavers sind.

Unter Berücksichtigung der dargestellten Annahmen und unter Rückgriff auf die Erkenntnisse aus dem vorherigen Abschnitt wird in diesem Abschnitt erneut die Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen im Verteilnetz diskutiert. In Hinblick auf die Nachvollziehbarkeit und zur Vermeidung umfangreicher Wiederholungen werden dabei nicht alle Argumentationsstränge aus dem vorherigen Abschnitt vollständig aufgegriffen und wiederholt. Vielmehr stehen die sich durch die veränderten Annahmen ergebenden Änderungen im Mittelpunkt der Analysen dieses Abschnitts.

MECHANISMEN FÜR DIE KAPAZITÄTSALLOKATION UND ZUSÄTZLICHE HERAUSFORDERUNGEN FÜR NACHFRAGER (ZUNÄCHST UNTER ABSTRAKTION VON TERMIN-ALLOKATIONEN UND PRIO-STUFEN)

Gemäß der in diesem Abschnitt betrachteten Konstellation, bei der zunächst von Termin-Allokationen und dem Rückgriff auf Prio-Stufen abstrahiert wird, erfolgen somit nur Akut-Allokationen, wobei diese jeweils direkt vor Zeiteinheit durch den VNB erfolgen, sofern für diese Zeiteinheit eine Knappheit an Verteilnetzkapazität antizipiert wird. Als mögliche Allokationsverfahren können dabei weiterhin sämtliche bereits in Abschnitt 2.2.1.1 genannten Verfahren für eine Akut-Allokation genutzt werden.

Im Unterschied zur Konstellation im vorherigen Abschnitt 2.2.2.1 stehen Nachfrager bei der in diesem Abschnitt betrachteten Konstellation zusätzlich vor der Herausforderung, dass ihre Nachfrage nach Verteilnetzkapazität zur Befriedigung ihrer Stromnachfrage in verschiedenen Zeiteinheiten erfolgen kann. Insbesondere bei den neuen Lasten wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen dürften die Nachfrager einen Bedarf an einer Strommenge bis zu einem zukünftigen Zeitpunkt (bspw. bis zum nächsten Morgen) aufweisen, der bis zu einem bestimmten Maße flexibel in verschiedenen bis zu diesem Zeitpunkt existierenden Zeiteinheiten erfolgen kann. Da von den Nachfragern annahmegemäß für die späteren Zeiteinheiten der Kapazitätsbedarf anderer Nachfrager nicht abgeschätzt werden kann, haben die Nachfrager keine exakte Kenntnis über die Knappheitssituation in den späteren Zeiteinheiten. Die Nachfrager können daher nicht oder nur mit großer Unsicherheit abschätzen, ob und zu welchen wirtschaftlichen Bedingungen sie Verteilnetzkapazität in späteren Zeiteinheiten nutzen können. Außerdem können sie annahmegemäß nicht ausreichend abschätzen, welche zentrale Strompreise sich für die Strommengen und ggf. die Verteilnetzkapazität in diesen Zeiteinheiten einstellen. Einen Einfluss auf die Höhe der bei den Nachfragern anfallenden Unsicherheit hat daher auch das gewählte Kapazitätsallokationsverfahren.

Die bei Nachfragern mit neuen Lasten vorliegende Unsicherheit über die in späteren Zeiteinheiten für ihren Bedarf verfügbare Verteilnetzkapazität hat letztlich bereits Einfluss auf das Verhalten für die als

nächste anstehende Zeiteinheit. Aus Sicht eines Nachfragers besteht ein „Kombinatorik-Problem“ in der Form, dass der Strombezug unter Berücksichtigung der vorliegenden Unsicherheiten und unter Berücksichtigung der eigenen Risikoaversion möglichst so auf die einzelnen Zeiteinheiten verteilt werden soll, dass die gewünschte Strommenge bis zum angestrebten, in der Zukunft liegenden Zeitpunkt (z. B. am nächsten Morgen) geladen werden kann. Für die grundlegende Strategiebildung der einzelnen Nachfrager dürfte dabei das Wissen von Relevanz sein, welches sich sowohl aus entscheidungstheoretischen Erkenntnissen aus dem Bereich der Realoptionstheorie¹⁵⁰ als auch aus industrieökonomischen und dabei auch spieltheoretischen Erkenntnissen auf die hier vorliegende Konstellation in gewissem Umfang in analoger Weise übertragen lässt. Die dargestellte Unsicherheit und folglich die Herausforderung, dieser adäquat zu begegnen, dürfte dabei trotzdem zu erheblichen Transaktionskosten bei den Nachfragen führen.¹⁵¹

Außerdem ist zu erwarten, dass es bei der vorliegenden Konstellation zu einer ineffizienten Nutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität kommt, da die Gesamtnachfrage in den einzelnen Zeiteinheiten maßgeblich vom Umgang der Nachfrager mit den beschriebenen Unsicherheiten abhängt. Da die einzelnen Nachfrager jedoch – bspw. aufgrund von Transaktionskosten bei der Wissensgenerierung – nur einen begrenzten Wissensstand hinsichtlich zukünftiger Zeiteinheiten aufweisen werden, ist es nicht plausibel, dass alle Nachfrager die optimale Strategie für ihren Strombezug und damit die Nutzung von Verteilnetzkapazität wählen werden. Letztendlich wird damit in den Zeiteinheiten (Viertelstunden) mit den geringsten zentralen Strompreisen nicht immer die grundsätzlich verfügbare Verteilnetzkapazität vollständig genutzt werden.

Im Übrigen würde sich das vorstehend beschriebene „Kombinatorik-Problem“ noch weiter verschärfen, wenn die für diesen Abschnitt getroffenen Annahmen aufgelöst und insofern eine realitätsnähere Konstellation unterstellt würde. Beispielsweise müssten die einzelnen Nachfrager zusätzlich unbekannte Schwankungen bei der grundsätzlich verfügbaren Verteilnetzkapazität oder bei den zentralen Strompreisen bei der Bildung ihrer „Strombezugsstrategie“ mitberücksichtigen, was aufgrund der Wissensstände der einzelnen Nachfrager kaum adäquat bzw. zu vertretbaren (Transaktions-)Kosten möglich sein dürfte. In der Folge würde der Effekt weiter verstärkt werden, dass der Strombezug nicht systematisch in den für die Nachfrager günstigsten Zeiteinheiten erfolgt, was zunächst zu höheren durchschnittlichen Strombezugskosten aus Sicht eines Nachfragers führt und damit ferner in den Zeiteinheiten mit den günstigsten zentralen Strompreisen die Verteilnetzkapazität

¹⁵⁰ Vgl. MYERS (1977) für eine grundlegende Erläuterung des Ansatzes sowie TRIGEORGIS (1986) und oder TRIGEORGIS (1996) für eine Darstellung des Konzepts der Realoptionsbewertung. Einen Literaturüberblick über die Realoptionstheorie liefern ZENG / ZHANG (2011). Die Grundlage für die Realoptionstheorie stellt im Übrigen die Optionspreistheorie dar. Vgl. hierzu BLACK / SCHOLES (1973). Die hier beschriebene Situation für die Nachfrager weist gewisse Parallelen zu Fragen auf, vor denen Kraftwerksbetreiber bei der Kraftwerkeinsatzplanung bei der Teilnahme am Strommarkt stehen. Vgl. für eine Anwendung des Realoptionsansatzes im Stromsektor bzw. -handel bspw. BORCHERT / WALTER (2002), DAMISCH (2002), WERKER (2016) und HARTUNG / SCHLENKER (2017).

¹⁵¹ Eine mögliche Strategie aus Sicht eines Nachfragers könnte der Einbezug eines Dienstleisters sein, der die Aufgabe der Entwicklung einer „Strombezugsstrategie“ und damit das (Risiko-)Management für einzelne Nachfrager übernimmt. Eine ergänzende Bedeutung könnte dabei die Fähigkeit des Dienstleisters zur Aggregation verschiedener Nachfrager mit dem Ziel der Realisierung von Durchmischungseffekten über verschiedene Nachfrager bzw. Haushalte hinweg haben. Die Rationalität für den Einbezug von Dienstleistern bzw. Aggregatoren wird an dieser Stelle nicht weiter diskutiert und erfolgt nachgelagert in Abschnitt 2.2.2.4.1.

noch weniger effizient ausgenutzt werden dürfte. Vielmehr wäre es auch denkbar, dass – in Abhängigkeit vom Verhalten der Nachfrager – auch die Situation entstehen könnte, dass mögliche Kapazitätsengpässe während des Zeitblocks nicht in den Zeiteinheiten mit den günstigen zentralen Strompreisen auftreten, sondern in Zeiteinheiten mit höheren zentralen Strompreisen.

RÜCKGRIFF AUF RELATIVE PRIORITÄTSRECHTE SOWIE PRIO-STUFEN UND DAMIT ABWEICHUNG VON DER IDEALTYPISCHEN KONSTELLATION

Der im Abschnitt 2.2.2.2.1 herausgearbeitete Prioritätsrechte-basierte Allokationsmechanismus, bei dem auch längerfristige (relative und absolute) Rechte zur Nutzung von Verteilnetzkapazität vergeben und für unterschiedliche Arten von Endgeräten letztlich differenzierte Prioritätsstufen eingeführt werden, lässt sich auch auf die in diesem Abschnitt unterstellte Konstellation anwenden. Der Prioritätsrechte-basierte Allokationsmechanismus entfaltet dabei weiterhin grundsätzlich die im Abschnitt 2.2.2.2.1 beschriebenen Wirkungen und trägt somit zu einer Reduktion der in diesem Abschnitt vorstehend thematisierten Unsicherheit infolge des Kombinatorik-Problems für die Nachfrager bei. Insbesondere durch die Einführung der Prio-Stufen 1 und vor allem 2 erhalten die Nachfrager eine nahezu sichere Rechtsposition für die Nutzung von Verteilnetzkapazität in zukünftigen Zeiteinheiten und somit eine Zusage über eine ausreichende Kapazität für ihre traditionellen Lasten sowie eine Basis-Kapazität für ihre neuen Lasten. In der Folge sinkt daher für Nachfrager potentiell die Notwendigkeit oder zumindest der Umfang, sich mit den Unsicherheiten bei den Akut-Kapazitätsallokationen in späteren Zeiteinheiten und damit mit dem diskutierten „Kombinatorik-Problem“ intensiv zu beschäftigen.

FAZIT

Die in diesem Abschnitt diskutierte Konstellation bei der Allokation von Verteilnetzkapazität stellt insbesondere die Nachfrager mit neuen Lasten vor Herausforderungen. Infolge des alleinigen Rückgriffs auf hintereinander folgende Akut-Allokationen obliegt es den Nachfragern, vor jeder Zeiteinheit neu zu entscheiden, in welchen der Zeiteinheiten der Bezug einer bestimmten Strommenge erfolgen soll. Da die Nachfrager die zentralen Strompreise, die grundsätzlich verfügbare Verteilnetzkapazität sowie das Verhalten anderer Nachfrager und somit schlussendlich die Knappheitssituation im Verteilnetz für die zukünftigen Zeiteinheiten annahmegemäß in der betrachteten Konstellation nur schwer prognostizieren können, unterliegen sie einer gewissen Unsicherheit, dass es in den von ihnen gewünschten Zeiteinheiten zu Knappheitssituationen bei der Verteilnetzkapazität kommt und sie damit letztendlich bis zu einem bestimmten (in der Zukunft liegenden) Zeitpunkt nicht die gewünschte Strommenge oder diese nur zu wirtschaftlich ungünstigeren Konditionen erhalten werden.

Jeder einzelne Nachfrager könnte dieses „Kombinatorik-Problem“ adressieren und bspw. unter Rückgriff auf Erkenntnisse aus der Realoptionstheorie eine optimale „Strombezugsstrategie“ über verschiedene Zeiteinheiten hinweg entwickeln, welche die vorliegenden Unsicherheiten bestmöglich berücksichtigen würde. Ein solches Vorgehen geht mit erheblichen Transaktionskosten für jeden Nachfrager einher und dürfte außerdem aufgrund von begrenztem Wissen bei den Nachfragern nicht immer zu einer effizienten Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität führen. Diesen Nachteilen kann entgegengewirkt werden, wenn bei der Allokation nicht nur aufeinander folgende Akut-Kapazitätsallokation vor Beginn der jeweiligen Zeiteinheit gesetzt wird, sondern über Termin-

Allokationen bereits vorab relative und absolute Rechtspositionen – wie im Abschnitt 2.2.2.2.1 mit Bezug einer einzelnen Zeiteinheit dargestellt – vergeben werden. Durch die Etablierung von Prio-Stufen lassen sich verschiedene Risiken für die Nachfrager (wie bspw. das beschriebene Kombinatorik-Problem) reduzieren und gleichzeitig wird der Spezifität der Investitionen bei bestehenden Lasten sowie bei Investitionen in neue Lasten Rechnung getragen. Ferner ist zu erwarten, dass es zu einer besseren Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität kommt.

2.2.2.3 Kapazitätsallokation (auch) in Zeitblöcken

2.2.2.3.1 Grundgedanke und Überblick

Eine weitere Möglichkeit, eine möglichst effektive und effiziente Allokation von Verteilnetzkapazität durchzuführen, die u. a. die im vorstehenden Abschnitt diskutierten (Kombinatorik-)Probleme adressiert, stellt eine Allokation von Verteilnetzkapazität (auch) unter Rückgriff auf Zeitblöcke dar. Ein solcher Ansatz wird in dieser Arbeit als Zeitblock-Allokation bezeichnet und soll in diesem Abschnitt vertieft betrachtet werden. Bei den Analysen stehen dabei weiterhin private Haushalte und das Laden von Elektrofahrzeugen zunächst an der privaten B-LI im Fokus. Wie bereits in Abschnitt 2.2.1.1 kurz angedeutet, besteht ein Zeitblock aus mehreren aufeinanderfolgenden 15 Min.-Zeiteinheiten. Die Allokation innerhalb des Zeitblocks erfolgt durch den VNB, der bei der Allokation von Verteilnetzkapazität über sämtliche Zeiteinheiten eines Zeitblocks hinweg die Nutzung der Verteilnetzkapazität optimiert und dabei versucht, die Nachfrage bestmöglich zu allozieren. Dementsprechend ist aus Sicht der Nachfrager bei einer Zeitblock-Allokation nun auch nicht mehr die benötigte Verteilnetzkapazität in jeder einzelnen Zeiteinheit, sondern die während des Zeitblocks gewünschte (Gesamt-)Strommenge von Relevanz.

Um mögliche Gestaltungsfragen sowie Herausforderungen bei einer Zeitblock-Allokation zu diskutieren, werden im Folgenden unterschiedliche Konstellationen betrachtet, in denen eine Zeitblock-Allokation erfolgen kann. Zunächst werden (erneut) restriktive Annahmen getroffen und im Abschnitt 2.2.2.3.2 die Gestaltung der Kapazitätsallokation von Verteilnetzkapazität für einen einzelnen Zeitblock diskutiert. Die Komplexität der Analysen wird durch eine schrittweise Auflösung der getroffenen Annahmen nach und nach erhöht, wodurch eine bessere Nachvollziehbarkeit der Wirkungszusammenhänge und Gestaltungsoptionen gewährleistet werden soll. Im Anschluss werden in Abschnitt 2.2.2.3.3 Konstellationen mit mehreren Zeitblöcken betrachtet. Der Abschnitt endet mit einem Fazit in Abschnitt 2.2.2.3.4.

2.2.2.3.2 Ein einzelner Zeitblock

2.2.2.3.2.1 Ausgangsbeispiel: Ein Zeitblock für die Nacht

2.2.2.3.2.1.1 Verpflichtende Nutzung für alle Nachfrager

2.2.2.3.2.1.1.1 Keine Schwankungen bei verfügbarer Verteilnetzkapazität und Strompreisen

In diesem Abschnitt wird eine stark vereinfachte Konstellation betrachtet, bei der für einen einzelnen und damit isoliert betrachteten Zeitblock eine Zeitblock-Allokation für eine Nacht erfolgt. Ein solcher Zeitblock könnte bspw. von 23.00 Uhr bis 5.00 Uhr dauern. Für diesen Abschnitt wird außerdem

zunächst angenommen, dass die Nutzung der Zeitblock-Allokation für alle Nachfrager verpflichtend ist. Diese Annahme wird später in den Abschnitten 2.2.2.3.2.1.2 und 2.2.2.3.2.1.3 aufgelöst.

Aufgrund der weiteren Annahmen in diesem Abschnitt, dass die verfügbare Verteilnetzkapazität sowie die zentralen Strompreise in allen Zeiteinheiten des Zeitblocks konstant sind, kann davon ausgegangen werden, dass der wesentliche Unterschied zwischen den Nachfragern in deren Präferenzen hinsichtlich der gewünschten Strommenge liegt, die während des Zeitblocks geladen werden soll, um die anstehenden Mobilitätsbedürfnisse zu befriedigen. Den Ladezustand des Elektrofahrzeugs zum Ende des Zeitblocks bzw. die gewünschte Strommenge während des Zeitblocks können die Nachfrager dem VNB problemlos vor Beginn des Zeitblocks mitteilen. Dieser wird dann die für den Ladevorgang notwendige Verteilnetzkapazität gleichmäßig über alle Zeiteinheiten auf sämtliche Elektrofahrzeuge allozieren. Sofern die gewünschte Gesamtstrommenge aller Nachfrager und die dafür notwendige Verteilnetzkapazität die Summe der verfügbaren Verteilnetzkapazität aller Zeiteinheiten des Zeitblocks nicht übersteigt, kann die komplette Stromnachfrage befriedigt werden. Sofern aufgrund der gewünschten Strommenge aller Elektrofahrzeuge die benötigte Verteilnetzkapazität die während des Zeitblocks in allen Zeiteinheiten insgesamt verfügbare Kapazität übersteigt, wird der VNB eine Kapazitätsallokation durchführen und die Kapazität für alle Elektrofahrzeuge anteilig reduzieren. Aufgrund der für diesen Abschnitt getroffenen Annahmen entspricht die Kapazitätsallokation im Zeitblock grundsätzlich der in einer einzelnen Zeiteinheit. Daher sollte der VNB bei der Kapazitätsallokation auf einen Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus zurückgreifen, wie dieser in Abschnitt 2.2.2.2 mit Bezug zu einer einzelnen Zeiteinheit erläutert wurde.

2.2.2.3.2.1.1.2 Ex ante bekannte Kapazitäts- und Strompreisschwankungen

In einer ersten Variation wird in diesem Abschnitt eine Konstellation unterstellt, bei der nicht mehr in allen Zeiteinheiten des Zeitblocks die gleiche Verteilnetzkapazität verfügbar ist und der zentrale Strompreis in den Zeiteinheiten des Zeitblocks unterschiedlich hoch sein kann. Es wird jedoch angenommen, dass die Schwankungen ex ante und damit zu Beginn des Zeitblocks bekannt sind.

2.2.2.3.2.1.1.2.1 Nur Kapazitätsschwankungen und Strompreis zunächst konstant

In diesem Abschnitt wird zunächst angenommen, dass in einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks unterschiedlich viel Verteilnetzkapazität verfügbar ist. Gleichzeitig ist der zentrale Strompreis in allen Zeiteinheiten weiterhin gleich hoch.

Eine Zeitblock-Allokation ermöglicht für die angenommene Konstellation weiterhin eine vorausschauende Kapazitätsallokation durch den VNB, da dieser unter Berücksichtigung der in jeder Zeiteinheit verfügbaren Verteilnetzkapazität die gesamte Nachfrage aller Elektrofahrzeuge erneut auf alle einzelnen Zeiteinheiten so lange verteilen kann, bis entweder die Gesamtnachfrage gedeckt oder die Gesamtverteilnetzkapazität im Zeitblock erschöpft ist. Im Gegensatz zu einer Allokation ausschließlich in einzelnen Zeiteinheiten wird durch die Zeitblock-Allokation sichergestellt, dass die verfügbare Verteilnetzkapazität im Zeitblock vollständig genutzt werden kann. Die Zeitblock-Allokation durch den VNB sollte dabei erneut unter Rückgriff auf den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen.

Im Übrigen ist es auch denkbar, dass nicht alle Elektrofahrzeuge vom VNB in jeder Zeiteinheit anteilig Verteilnetzkapazität erhalten. Dementsprechend können die einzelnen Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge unterschiedlich ablaufen und bspw. werden einige Elektrofahrzeuge bereits zu Beginn des Zeitblocks vollständig geladen, während andere Elektrofahrzeuge erst zu einem späteren Zeitpunkt Verteilnetzkapazität erhalten. Im Kontext der vorliegenden Konstellation in diesem Abschnitt ist dieses „virtuelle Vorgehen“ (im Sinne einer Entkopplung der tatsächlichen physischen von der gegenüber einem Nachfrager entsprechend der relativen Rechte zugestandenen Kapazität in einer einzelnen Zeiteinheit) aus Sicht der Nachfrager unschädlich, da der VNB problemlos zusagen kann, dass jedes Elektrofahrzeug bis zum Ende des Zeitblocks die gewünschte (bzw. bei einer Knappheit der Gesamtverteilnetzkapazität im Zeitblock jeweils anteilig die gewünschte) Strommenge laden kann.

2.2.3.2.1.1.2 Kapazitäts- und Strompreisschwankungen

Für die Konstellation, bei der neben ex ante bekannten Kapazitätsschwankungen nun auch die zentralen Strompreise schwanken und damit in den einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks unterschiedlich hoch sein können, ist eine Fallunterscheidung hinsichtlich der Elastizität der Stromnachfrage vorzunehmen.

ANNAHME EINER UNELASTISCHEN NACHFRAGE

Der VNB wird bei der Durchführung der Zeitblock-Allokation die unterschiedlich hohen zentralen Strompreise in einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks berücksichtigen und stets versuchen, die Nachfrage möglichst umfangreich in den Zeiteinheiten des Zeitblocks mit den geringsten zentralen Strompreisen zu verorten. Damit wird bei der Zeitblock-Allokation zunächst die Verteilnetzkapazität der Zeiteinheiten mit den geringsten zentralen Strompreisen vollständig ausgenutzt, bevor die Stromnachfrage vom VNB in Zeiteinheiten mit höheren zentralen Strompreisen verortet wird. Bei diesem Vorgehen sollte der VNB erneut auf den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus zurückgreifen und daher die (relativen und ggf. absoluten) Rechte der einzelnen Nachfrager bzw. Endgeräte in den Prio-Stufen berücksichtigen. Unter der Annahme einer (quasi) preisunelastischen Nachfrage (im relevanten Nachfragebereich) werden die Nachfrager die jeweils für den Zeitblock gewünschte Strommenge auch dann nicht (nennenswert) anpassen, wenn der eigene Ladevorgang aufgrund von Kapazitätsengpässen nicht in den Zeiteinheiten mit den günstigsten zentralen Strompreisen, sondern (auch) in Zeiteinheiten mit höheren zentralen Strompreisen erfolgt. Daher wird der VNB bei der vorliegenden Konstellation so lange die Nachfrage in den Zeiteinheiten des Zeitblocks verorten, bis entweder die komplette Nachfrage bedient oder die Verteilnetzkapazität (in allen Zeiteinheiten) des Zeitblocks vollständig ausgenutzt ist. Da die Schwankungen (annahmegemäß) vor Beginn des Zeitblocks bekannt sind, sollte der VNB im Übrigen in der Lage sein, die Höhe der zentralen Strompreise für jeden Nachfrager zu prognostizieren und entsprechend vorab mitzuteilen.

Auch in dieser Konstellation besteht bei der Zeitblock-Allokation die Option eines virtuellen Vorgehens durch den VNB. In diesem Fall würden wiederum nicht unbedingt alle Elektrofahrzeuge tatsächlich entsprechend ihren relativen Prioritätsrechten in den für sie günstigsten Zeiteinheiten geladen werden. So könnten bspw. einige Elektrofahrzeuge vollständig in den Zeiteinheiten mit den geringsten zentralen Strompreisen geladen werden, während andere Fahrzeuge nur Kapazität in Zeiteinheiten mit höheren

zentralen Strompreisen erhalten würden. Dieses Vorgehen kann die Komplexität bei der Durchführung der Zeitblock-Allokation für den VNB senken, da dieser lediglich sicherstellen muss, dass sämtliche Elektrofahrzeuge bis zum Ende des Zeitblocks die jeweils gewünschte Strommenge laden können. Allerdings muss der VNB bei diesem virtuellen Vorgehen die Gesamtkapazität des Zeitblocks beachten, damit nicht einige Elektrofahrzeuge am Ende des Zeitblocks anteilig zu gering geladen sind. Um eine „preisliche Gleichbehandlung“ der Nachfrager sicherzustellen, bietet es sich dann, dass die Bepreisung vom tatsächlichen physischen Ladevorgang entkoppelt wird und gemäß der vorliegenden Prioritätsrechte eines Nachfragers erfolgt. Elektrofahrzeuge werden damit unabhängig von den Zeiteinheiten des Zeitblocks, in denen der Ladevorgang tatsächlich physisch stattgefunden hat, so bepreist bzw. finanziell gestellt, als ob sie entsprechend ihren (relativen) Prioritätsrechten in den für sie günstigsten Zeiteinheiten geladen worden wären.

ANNAHME EINER ELASTISCHEN NACHFRAGE

Wird anstatt einer unelastischen eine elastische Nachfrage bei den Nachfragern angenommen, sollte der VNB bei der Zeitblock-Allokation zwar grundsätzlich weiterhin wie vorstehend dargestellt vorgehen, muss jedoch nun zusätzlich beachten, dass die gewünschte Strommenge bei einzelnen Nachfragern von der Höhe der zu zahlenden zentralen Strompreise abhängig ist. Im Rahmen der Zeitblock-Allokation wird der VNB unter Berücksichtigung von Kapazitätsrestriktionen die Nachfrage weiterhin möglichst in den Zeiteinheiten mit den günstigsten zentralen Strompreisen verorten. Ist die Kapazität dieser Zeiteinheiten erschöpft, wird der VNB die Zeiteinheiten mit den dann günstigsten zentralen Strompreisen wählen. Es kann nun jedoch passieren, dass für einzelne Nachfrager der in diesen Zeiteinheiten zu zahlende zentrale Strompreis oberhalb der Zahlungsbereitschaft liegt und damit die Nachfrage durch die höheren Preise verdrängt wird. Im Falle einer elastischen Nachfrage bietet es sich daher an, dass Nachfrager dem VNB nicht nur eine gewünschte Strommenge, sondern eine Nachfragekurve und damit die gewünschte Strommenge für das Elektrofahrzeug in Abhängigkeit des zentralen Strompreises vor Beginn des Zeitblocks mitteilen („Nachfragekurve“).

Im Übrigen ist auch im Falle einer elastischen Nachfrage weiterhin ein virtuelles Vorgehen durch den VNB denkbar, wie es bereits unter der Annahme einer unelastischen Nachfrage erläutert wurde.

2.2.2.3.2.1.1.3 Ex ante unbekannte Kapazitäts- und Strompreisschwankungen

In diesem Abschnitt wird eine Konstellation betrachtet, bei der die Kapazitäts- und Strompreisschwankungen nun vor Beginn des Zeitblocks unbekannt sind bzw. nicht frühzeitig von den verschiedenen Akteuren prognostiziert werden können.

2.2.2.3.2.1.1.3.1 Nur Kapazitätsschwankungen und Strompreis zunächst konstant

In diesem Abschnitt wird zunächst unterstellt, dass in einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks unterschiedlich viel Verteilnetzkapazität verfügbar ist, während der zentrale Strompreis in allen Zeiteinheiten weiterhin gleich hoch ist.

Gleichzeitig wird erneut unterstellt, dass die Nachfrager grundsätzlich risikoavers sind. Diese Risikoaversion bezieht sich u. a. auch darauf, dass ein Nachfrager aufgrund der Unsicherheit über die (vor Beginn des Zeitblocks unbekannt) Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität in den einzelnen

Zeiteinheiten möglicherweise bis zum Ende des Zeitblocks nicht die ursprünglich gewünschte Strommenge laden kann. Der VNB, dem weiterhin die bis zum Ende des Zeitblocks gewünschten Strommengen der Nachfrager bekannt sind, wird bei einer Zeitblock-Allokation der Unsicherheit über die Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität in einzelnen Zeiteinheiten insbesondere unter Rückgriff auf Erkenntnisse der Realoptionstheorie begegnen,¹⁵² indem er im Zweifelsfall die Ladevorgänge in den früheren Zeiteinheiten des Zeitblocks verortet und damit zum Ende des Zeitblocks ein gewisser „Kapazitätspuffer“ besteht.

Bei diesem Vorgehen ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Grad der Risikoaversion der Nachfrager und damit auch die Präferenz, zum Ende des Zeitblocks in jedem Fall den gewünschten Ladezustand zu erreichen, zwischen den Nachfragern variieren kann. Wenn der VNB die unterschiedliche Risikoaversion der Nachfrager berücksichtigen möchte, bietet es sich an, die Zeitblock-Allokation so zu gestalten, dass die Nachfrager dem VNB ihren Grad der Risikoaversion offenbaren, wofür ein entsprechender Mechanismus zu designen wäre. Die Gestaltung eines solchen Mechanismus könnte z. B. über spezielle (und damit bepreiste) Produkte erfolgen, die unterschiedlich hohe relative Nutzungsrechte aufweisen und von den Nachfragern erworben werden können.¹⁵³ Eine weiterführende Diskussion von möglichen Gestaltungsfragen für eine solchen Mechanismus erfolgt jedoch in dieser Arbeit nicht.

2.2.2.3.2.1.1.3.2 Kapazitäts- und Strompreisschwankungen

Aufbauend auf den Annahmen des vorherigen Abschnitts, bei dem unbekannte Schwankungen bei der verfügbaren Kapazität betrachtet wurden, kann in diesem Abschnitt nun zusätzlich auch der zentrale Strompreis in den einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks unterschiedlich hoch ausfallen, wobei die Schwankungen des zentralen Strompreises ebenfalls vor Beginn des Zeitblocks unbekannt sind.

Als Folge der unterstellten Risikoaversion der Nachfrager bei unbekanntem Schwankungen der zentralen Strompreise in den einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks werden sich Nachfrager vor allem gegen höhere zentrale Strompreise in den späteren Zeiteinheiten des Zeitblocks absichern wollen. Der VNB kann diese Risikoaversion im Rahmen der Zeitblock-Allokation berücksichtigen, indem er – erneut unter Rückgriff auf die Grundgedanken der Realoptionstheorie – die Unsicherheit über steigende zentrale Strompreise während des Zeitblocks bei der Verortung der Nachfrage auf die einzelnen Zeiteinheiten miteinkalkuliert. In der Folge sowie aufgrund der Unsicherheit über die Höhe der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität wird der VNB im Zweifelsfall die Elektrofahrzeuge etwas früher im Zeitblock laden, auch wenn in diesen Zeiteinheiten etwas höhere zentrale Strompreise erwartet werden. Eine Herausforderung für den VNB sind die unterschiedlichen Präferenzen bzw. der unterschiedliche Grad der Risikoaversion der Nachfrager hinsichtlich der vor Beginn des Zeitblocks unbekanntem Kapazitäts- und Strompreisschwankungen. Außerdem unterscheiden sich die Nachfrager in Bezug auf die Preiselastizität der Nachfrage. Letztlich werden die Nachfrager also in unterschiedlichem Maße bereit sein, die Ladevorgänge in frühere Zeiteinheiten verschieben zu lassen,

¹⁵² Vgl. hierzu auch Abschnitt 2.2.2.2.2.

¹⁵³ Siehe dazu Abschnitt 2.2.2.3.2.3.

in denen ggf. höhere zentrale Strompreise zu zahlen sind, um bis zum Ende des Zeitblocks die ursprünglich gewünschte Strommenge für ihr Elektroauto zu erhalten. Der VNB könnte daher (erneut) einen Mechanismus etablieren, durch welchen ihm die Nachfrager vor Beginn des Zeitblocks sowohl die gewünschte Strommenge für das Elektrofahrzeug in Abhängigkeit des zentralen Strompreises („Nachfragekurve“) als auch den Grad der Risikoaversion und damit die Bereitschaft, bis zum Ende des Zeitblocks nicht die ursprünglich gewünschte Strommenge zu erhalten, offenbaren.

Im Übrigen ist auch für die in diesem Abschnitt vorliegende Konstellation ein virtuelles Vorgehen denkbar, bei dem der physische Ladevorgang (zumindest teilweise) von der Bepreisung gegenüber dem Nachfrager entkoppelt wird.

2.2.2.3.2.1.2 Keine verpflichtende Zeitblock-Nutzung für alle Nachfrager

Im Unterschied zum Abschnitt 2.2.2.3.2.1.1 wird nun angenommen, dass nicht sämtliche Nachfrager verpflichtend den Zeitblock nutzen müssen. Vielmehr können Nachfrager selbst entscheiden, ob sie an der Zeitblock-Allokation teilnehmen oder alternativ einem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus mit Bezug zu einzelnen Zeiteinheiten – wie in Abschnitt 2.2.2.2 dargestellt – unterliegen möchten (im Folgenden: „spontane Nachfrager“). Allerdings wird in diesem Abschnitt (noch) unterstellt, dass die Nachfrager bzw. Elektrofahrzeuge, die an der Zeitblock-Allokation teilnehmen, in allen Zeiteinheiten des Zeitblocks verfügbar sind und damit weder später ankommen, noch früher wieder wegfahren dürfen. Durch diese Annahmen wird damit letztlich eine Konstellation betrachtet, bei der nicht mehr die gesamte Verteilnetzkapazität über eine Zeitblock-Allokation des VNB alloziert wird.

Aus Sicht des VNB lassen sich die spontanen Nachfrager, die nach der Prioritäts-basierten Kapazitätsallokation mit Bezug zu einzelnen Zeiteinheiten bedient werden möchten, als eine Unsicherheit einordnen, die Einfluss auf die Höhe der verfügbaren Verteilnetzkapazität in den einzelnen Zeiteinheiten des Zeitblocks für die Zeitblock-Allokation hat. Sofern dem VNB das Verhalten der spontanen Nachfrager ex ante bekannt ist bzw. von diesem hinreichend gut prognostiziert werden kann, liegt die bereits in Abschnitt 2.2.2.3.2.1.1.2 diskutierte Konstellation vor. Ist dem VNB das Verhalten der „spontanen Nachfrager“ nicht bekannt und auch durch den VNB nur unzureichend prognostizierbar, liegt die Konstellation aus Abschnitt 2.2.2.3.2.1.1.3 vor. In beiden Fällen ist der VNB jedoch in der Lage, eine Zeitblock-Allokation durchzuführen und dabei auch die durch die spontanen Nachfrager entstehende Unsicherheit zu berücksichtigen.

2.2.2.3.2.1.3 Keine verpflichtende Nutzung des gesamten Zeitblocks

Im vorherigen Abschnitt wurde unterstellt, dass die Nachfrager bzw. Elektrofahrzeuge, die Verteilnetzkapazität im Rahmen der Zeitblock-Allokation erhalten, während des gesamten Zeitblocks verfügbar sind. Damit wurde bisher nicht berücksichtigt, dass einige Elektrofahrzeuge entweder nicht bis zum Ende des Zeitblocks stehen und somit „früher wegfahren“ oder zu Beginn des Zeitblocks bislang nicht angeschlossen sind und somit „später ankommen“.

ELEKTROFAHRZEUGE NICHT BIS ZUM ENDE DES ZEITBLOCKS VERFÜGBAR („FRÜHER WEGFAHREN“)

Nutzt der VNB bei der Zeitblock-Allokation nicht das virtuelle Vorgehen, ist ein Elektrofahrzeug, das nicht bis zum Ende des Zeitblocks verfügbar ist, weil es früher weggefahren ist, ggf. nicht so vollgeladen, wie vor Beginn des Zeitblocks geplant.

Greift der VNB bei der Zeitblock-Allokation auf ein virtuelles Vorgehen zurück und entkoppelt damit den tatsächlichen physischen Strombezug des Elektrofahrzeuges von der Bepreisung des Ladevorgangs, kann ein Nachfrager unter Umständen potentiell schlechter oder besser gestellt werden. So kann es passieren, dass ein Elektrofahrzeug beim virtuellen Vorgehen erst in späteren Zeiteinheiten des Zeitblocks für den Ladevorgang vorgesehen war und damit kann auch ein Wegfahren vor Ende des Zeitblocks bereits dazu führen, dass deutlich weniger Strom geladen werden kann. In Abhängigkeit der zentralen Strompreise in den späteren Zeiteinheiten des Zeitblocks kann ein früheres Wegfahren gleichzeitig Einfluss auf den durchschnittlichen zentralen Strompreis der tatsächlich physisch geladenen Strommenge eines Nachfragers während des Zeitblocks haben. Von besonderer Relevanz ist dabei der Fall, wenn es durch ein früheres Wegfahren zu einer Besserstellung des entsprechenden Nachfragers kommen würde, was passieren kann, wenn in den späteren Zeiteinheiten des Zeitblocks höhere zentrale Strompreise vorliegen.

Um keine (Fehl-)Anreize für eine bewusste (im Sinne einer strategisch geplanten) Nicht-Verfügbarkeit in bestimmten Zeiteinheiten des Zeitblocks zu generieren, sollte der VNB daher sicherstellen, dass ein Nachfrager durch ein früheres Wegfahren nicht bessergestellt wird, als wenn er während des gesamten Zeitblocks verfügbar gewesen wäre. Es würde sich daher bspw. eine Malus-Gebühr anbieten. Bei einem virtuellen Vorgehen sollte der VNB dies entsprechend bei der Gestaltung der Bepreisung beachten. Eine vertiefte Diskussion dieser Thematik und damit ein Vorschlag für die Ausgestaltung einer Malus-Gebühr erfolgt in dieser Arbeit nicht.

ELEKTROFAHRZEUGE ZU BEGINN DES ZEITBLOCKS NICHT VERFÜGBAR („SPÄTER ANKOMMEN“)

Für den Umgang mit Nachfragern bzw. Elektrofahrzeugen, die zu Beginn des Zeitblocks (noch) nicht verfügbar sind („später ankommen“), bestehen für den VNB unterschiedliche Optionen. Zunächst einmal könnte der VNB diesen Elektrofahrzeugen die Zeitblock-Nutzung für den entsprechenden Zeitblock untersagen, sodass die Nachfrager für den laufenden Zeitblock verpflichtend zu spontanen Nachfragern werden. Alternativ könnte der VNB auch eine Berücksichtigung im Rahmen der Zeitblock-Allokation für den dann laufenden Zeitblock ermöglichen. Die Nachfrager könnten dabei Verteilnetzkapazität ab dem Zeitpunkt des Hinzukommens gemäß ihren (relativen) Kapazitätsrechten erhalten. Allerdings wäre auch in diesem Fall zu beachten, dass sich Nachfrager nicht durch ein „strategisch geplantes“ späteres Ankommen besserstellen können im Vergleich zu Nachfragern, die während des gesamten Zeitblocks verfügbar sind. Beim virtuellen Vorgehen könnte der VNB bspw. sicherstellen, dass diese Elektrofahrzeuge bei der Bepreisung genauso wie Elektrofahrzeuge behandelt werden, die während des gesamten Zeitblocks verfügbar waren. Ergänzend könnte der VNB eine Malus-Gebühr vorsehen, um möglichen Fehlanreizen entgegenzuwirken. Auch für den Fall des späteren Ankommens erfolgt in dieser Arbeit keine vertiefte Diskussion im Sinne eines detaillierten Vorschlags für die Ausgestaltung einer Regelung.

2.2.2.3.2.1.4 Fazit

In diesem Abschnitt wurde die Ausgestaltung einer Zeitblock-Allokation mit Bezug zu einem Zeitblock während einer Nacht betrachtet, wobei über unterschiedliche Annahmen verschiedene Konstellationen definiert wurden. Für einen Zeitblock während einer Nacht wurde aufgezeigt, welche Vorteile grundsätzlich mit einer Zeitblock-Allokation einhergehen und wie eine im Lichte des Zielsystems (vgl. Abschnitt 2.2.2.1.1) sinnvolle Ausgestaltung aussehen kann. Der Rückgriff auf eine Zeitblock-Betrachtung für einen Zeitblock während einer Nacht stellt somit eine grundsätzlich sinnvolle Erweiterung des vorher diskutierten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus (mit Bezug zu ausschließlich einzelnen Zeiteinheiten) dar.

2.2.2.3.2.2 Andere (denkbare) zeitliche Positionierungen für einen einzelnen Zeitblock

Neben der Nutzung für eine Nacht ist eine Zeitblock-Allokation und damit die Etablierung eines Zeitblocks grundsätzlich auch zu anderen Zeiten denkbar. Ein potentiell geeigneter Zeitraum für eine Zeitblock-Allokation ist u. a. aufgrund der längeren Standzeiten und eher homogenen Nachfragerpräferenzen, z. B. hinsichtlich der An- und Abfahrtszeiten der Elektrofahrzeuge, tagsüber während der üblichen (Büro-)Arbeitszeit an der Arbeitgeber-Basis-Ladeinfrastruktur.

Grundsätzlich dürfte bei einem Zeitblock tagsüber während der Arbeitszeit im Vergleich zu einem Zeitblock während der Nacht eine etwas größere Heterogenität bei der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge als Folge unterschiedlicher Arbeits- und damit auch Ankunfts- sowie Abfahrtszeiten vorliegen. Da die unterschiedlichen Ankunfts- und Abfahrtszeiten jedoch stark mit der Arbeitszeit der einzelnen Personen korreliert sind, sollten in den meisten Fällen die Zeiten ex ante relativ gut bekannt bzw. prognostizierbar sein. Außerdem werden vor allem in den Sommermonaten die Zeiteinheiten in der Mittagszeit im Vergleich zum frühen Vormittag und Nachmittag recht geringe zentrale Strompreise aufweisen, da in dieser Zeit häufig besonders viel Strom aus Photovoltaik-Anlagen zur Verfügung steht. Die Nachfrager werden daher ein Interesse haben, den eigenen Strombedarf vor allem in diesen Zeiteinheiten zu decken, was die Wahrscheinlichkeit von Kapazitätsengpässen im Stromverteilnetz zu diesen Zeiten c. p. erhöhen wird. Trotz der beiden genannten wesentlichen Unterschiede zur Nutzung eines Zeitblocks während der Nacht ist die Nutzung einer Zeitblock-Allokation für Ladevorgänge tagsüber an der Arbeitgeber-Basis-Ladeinfrastruktur grundsätzlich vorteilhaft und auch umsetzbar.

Von besonderer Relevanz bei der Zeitblock-Allokation an der Arbeitgeber-Basis-Ladeinfrastruktur tagsüber während der Arbeitszeit ist die Frage, in welchem Umfang unterschiedliche Arbeitszeiten und damit Ankunfts- und Abfahrtszeiten bei der Festlegung des Zeitraums für einen Zeitblock berücksichtigt werden sollten. Inwieweit eine im Vergleich zu einem Zeitblock während der Nacht individuellere Anpassung des Zeitblocks (z. B. hinsichtlich der Dauer) auf einzelne Arbeitgeber und die dort üblichen Arbeitszeiten vor dem Hintergrund der damit verbundenen zusätzlichen Komplexität für den VNB erfolgen sollte, wird in dieser Arbeit jedoch nicht weiter diskutiert.

Grundsätzlich ist der Rückgriff auf eine Zeitblock-Allokation auch bei weiteren Arten von (öffentlicher) Ladeinfrastruktur denkbar, was im späteren Abschnitt 2.2.2.4.4 diskutiert werden wird.

2.2.2.3.2.3 Option des Kaufs von Prioritätsrechten (auch) für Zeitblöcke

Eine weitere Fragestellung bei der Gestaltung einer Zeitblock-Allokation besteht darin, ob Nachfrager höhere (relative) Prioritätsrechte für die Nutzung der Verteilnetzkapazität käuflich erwerben können und wie diese Option gestaltet werden kann. Der Kauf von Prioritätsrechten wurde bereits in Abschnitt 2.2.2.2.1 mit Bezug zu einer einzelnen Zeiteinheit als Allokationsobjekt thematisiert. Erworbene Prioritätsrechte mit Bezug zu einzelnen Zeiteinheiten würden zunächst einmal ihre Gültigkeit behalten, auch wenn die Nachfrager an der Zeitblock-Allokation teilnehmen. Es stellt sich daher vor allem die Frage nach der Gestaltung von speziellen Prioritätsrechten für Zeitblöcke, die von Nachfragern erworben werden können (in dieser Arbeit gemäß der Definition in Abschnitt 2.2.1.1 als „spezielle Produkte“ bezeichnet). Diese speziellen Produkte und damit Prioritätsrechte beziehen sich dann nicht auf die (relativen) Rechte zur Kapazitätsnutzung in einer einzelnen Zeiteinheit, sondern verändern die (relativen) Rechte zur Nutzung von Verteilnetzkapazität innerhalb eines Bündels von Zeiteinheiten (z. B. für einen Zeitblock). Denkbar wäre auch, den Kauf von speziellen Produkten zu ermöglichen, die für mehrere Zeitblöcke gültig sind (z. B. für einen Zeitblock während jeder Nacht für die Dauer von einem Jahr).

2.2.2.3.3 Mehrere Zeitblöcke

Bisher wurde in dieser Arbeit in Abschnitt 2.2.2.3.2 die Gestaltung einer Zeitblock-Allokation für einen einzelnen Zeitblock thematisiert. Ausgehend von den bisherigen Überlegungen sollen in diesem Abschnitt kurz Konstellationen betrachtet werden, in denen mehrere Zeitblöcke existieren.

2.2.2.3.3.1 Keine übergreifende Optimierung zwischen den Zeitblöcken möglich

In einer ersten vereinfachten Konstellation wird unterstellt, dass mehrere Zeitblöcke existieren, die sich – dies sei folgend stets angenommen – zeitlich nicht überlappen und zwischen denen keine übergreifende Optimierung möglich ist. Damit wird angenommen, dass keine Nachfrager mit Elektrofahrzeugen existieren, die ihre Ladevorgänge zwischen verschiedenen Zeitblöcken und somit Zeitblock-übergreifend optimieren können.

Aufgrund des definitionsgemäß nicht vorhandenen Optimierungspotentials zwischen den Zeitblöcken kann bei der Zeitblock-Allokation durch den VNB jeder Zeitblock weiterhin isoliert betrachtet werden, sodass die in Abschnitt 2.2.2.3.2 für einen einzelnen Zeitblock getroffenen Aussagen auch für die in diesem Abschnitt dargestellte Konstellation gelten.

2.2.2.3.3.2 Mit Optimierungspotentialen zwischen den Zeitblöcken

Wird hingegen eine Konstellation unterstellt, bei der zumindest einige der Nachfrager bei den Ladevorgängen so flexibel sind, dass sie diese in verschiedenen Zeitblöcken durchführen können, besteht ein Optimierungspotential zwischen den Zeitblöcken. In diesem Abschnitt wird zunächst in Abschnitt 2.2.2.3.3.2.1 eine vereinfachte Ausgangskonstellation mit zwei Zeitblöcken unterstellt, die sich zeitlich nicht überlappen, zwischen denen jedoch übergreifende Optimierungspotentiale bestehen. Im folgenden Abschnitt 2.2.2.3.3.2.2 wird dann ein Ausblick auf komplexere Konstellationen gegeben.

2.2.2.3.3.2.1 Vereinfachte Ausgangskonstellation

Die in diesem Abschnitt unterstellte vereinfachte Ausgangskonstellation beinhaltet zwei Zeitblöcke, für die aus Gründen der Vereinfachung weitere restriktive Annahmen getroffen werden. So wird für beide Zeitblöcke unterstellt, dass die verfügbare Verteilnetzkapazität in allen Zeiteinheiten konstant ist. Außerdem wird unterstellt, dass allen Akteuren in beiden Zeitblöcken die zukünftigen zentralen Strompreise für alle Zeiteinheiten bekannt sind. Für alle Zeiteinheiten im ersten Zeitblock wird ein konstanter zentraler Strompreis in mittlerer Höhe unterstellt (z. B. 0,30 Euro / kWh). Im zweiten Zeitblock ist der zentrale Strompreis in den ersten Zeiteinheiten geringer als im ersten Zeitblock (z. B. 0,10 Euro / kWh) und in den späteren Zeiteinheiten höher als im ersten Zeitblock (z. B. 0,50 Euro / kWh). Außerdem werden drei Gruppen von Nachfragern mit Elektrofahrzeugen definiert. Die Gruppe A ist dadurch charakterisiert, dass die lediglich Strom und damit auch Verteilnetzkapazität im ersten Zeitblock nachfragen kann. Die Gruppe B ist mit ihrer Nachfrage auf den zweiten Zeitblock beschränkt, während die Gruppe C flexibel ist und beliebig in beiden Zeitblöcken nachfragen kann.

Betrachtet der VNB bei der Zeitblock-Allokation beide Zeitblöcke isoliert, führt er in einem ersten Schritt für den ersten Zeitblock eine Kapazitätsallokation gemäß den vorliegenden relativen Rechten für die Nutzung der Verteilnetzkapazität zwischen den Gruppen A und C der Nachfrager durch. Nicht zuletzt stehen Nachfrager aus der Gruppe C nun allerdings vor dem Problem, in welchem Umfang sie bereits im ersten Zeitblock Verteilnetzkapazität erhalten möchten. Hierfür müssen sie eine Prognose erstellen, mit welcher Wahrscheinlichkeit sie Verteilnetzkapazität in den günstigen Zeiteinheiten des zweiten Zeitblocks bekommen werden und dann unter Berücksichtigung der eigenen Risikoaversion die für sich selbst gewünschte Strommenge bzw. Verteilnetzkapazität für den ersten Zeitblock ermitteln. Diese Abwägungsfrage wurde grundsätzlich bereits in Abschnitt 2.2.2.2.2 mit Bezug zu mehreren Zeiteinheiten diskutiert und dort als „Kombinatorik-Problem“ bezeichnet. Es ist zu erwarten, dass sich die Nachfrager aus der Gruppe C bei der Abwägung, in welchem Zeitblock sie Kapazität nachfragen, in Summe so entscheiden werden, dass es nicht zu einer optimalen Ausnutzung der Verteilnetzkapazität über beide Zeitblöcke kommt. Ursächlich hierfür ist u. a. das fehlende Wissen eines Nachfragers der Gruppe C über die Präferenzen und letztlich das Verhalten der anderen Nachfrager (insbesondere aus der Gruppe C), sodass ein Koordinationsproblem zwischen den Nachfragern vorliegt. Ohne eine Optimierung des VNB über die Zeitblöcke hinweg ist es daher wahrscheinlich, dass entweder so viele Nachfrager der Gruppe C im ersten Zeitblock nachfragen, dass in der Folge die Verteilnetzkapazität in den Zeiteinheiten mit den günstigen zentralen Strompreisen im zweiten Zeitblock nicht vollständig genutzt wird, oder dass die Gruppe C der Nachfrager so viel Verteilnetzkapazität im zweiten Zeitblock nachfragt, dass eine (umfangreichere) Nutzung der Zeiteinheiten mit den hohen zentralen Strompreisen notwendig wäre, um sämtliche Nachfrage im zweiten Zeitblock zu bedienen oder es aufgrund der höheren zentralen Strompreise zu einer Verdrängung von Nachfrage kommt. Folglich würde eine ineffiziente Ressourcennutzung bzw. Ausnutzung von Verteilnetzkapazität vorliegen.

Im Falle einer Optimierung wäre eine Option, die bei einer Gesamtbetrachtung zu einer kostenminimierenden Lösung führen würde, dass zunächst die Nachfrager der Gruppe B möglichst vollumfänglich in der Zeit mit den geringen Strompreisen im zweiten Zeitblock verortet werden. Sofern dann noch Kapazität in der Zeit mit den geringen Strompreisen verfügbar ist, wird der VNB – soweit

möglich – die Gruppe C bedienen. Etwaiger weiterer Strombedarf der Gruppe C würde bevorzugt im ersten Zeitblock (und damit zu Zeiten mit mittleren Strompreisen) und so dann (notfalls) in den Zeiten mit den hohen Strompreisen im zweiten Zeitblock bedient. Zu einer in gleicher Weise kostenminimierenden Lösung könnte man auch bei einer anderweitigen Verteilungsentscheidung bezüglich der Allokation von Strommengen, die unterschiedliche (niedrige, mittlere bzw. hohe) Preise aufweisen, an die drei Gruppen (bzw. speziell an die Gruppen B und C) kommen.

Durch Kompensationszahlungen zwischen den Gruppen könnte das Verteilungsergebnis korrigiert werden. Den in Abschnitt 2.2.2.3.2.1.1.2.1 aufgezeigten Ansatz des virtuellen Vorgehens anwendend, würden den einzelnen Gruppen jeweils Strompreise berechnet, die zu einem gewünschten Verteilungsergebnis führen. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, was für ein Ansatz zur Ermittlung eines Verteilungsergebnisses als „fair“ angesehen werden könnte. Ein möglicher Ansatz dafür könnte der Shapley-Wert sein, der in der Spieltheorie als ein gängiges Lösungskonzept für Koalitionsspiele gilt.¹⁵⁴

2.2.2.3.2.2 Ausblick: Komplexere Konstellationen und nicht mehr betrachtete Fragen

Die vorstehend dargestellte vereinfachte Ausgangskonstellation diene vor allem einer Darstellung der grundlegenden Problematik bei der Betrachtung mehrerer Zeitblöcke, die sich nicht zeitlich überlappen und zwischen denen Optimierungspotentiale bestehen. Für eine realitätsnahe Konstellation ist hingegen anzunehmen, dass eine deutlich höhere Anzahl an Zeitblöcken zu berücksichtigen wäre und außerdem bei diversen Nachfragern Potentiale vorliegen, die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität in verschiedenen und damit deutlich mehr als zwei Zeitblöcken zu verorten. Solche Erweiterungen der Ausgangskonstellation steigern die Komplexität der Optimierung der Zeitblock-Allokationen für den VNB deutlich. Zusätzlich steht der VNB vor der Problematik, dass ab einer gewissen Komplexität der Optimierung der Zeitblock-Allokation auch deutlich in der Zukunft liegende Zeitblöcke zu berücksichtigen wären, bei denen dann zusätzlich eine erheblich erhöhte Unsicherheit über die gewünschte Nachfrage, die verfügbare Verteilnetzkapazität sowie die zentralen Strompreise vorliegen dürfte. Für eine solche Konstellation wird bzw. sollte der VNB für die Durchführung der Zeitblock-Allokation (erneut) Erkenntnisse aus der Realoptionstheorie berücksichtigen.

Letztlich ist der sinnvolle Umfang der Optimierung einer Zeitblock-Allokation durch den VNB über mehrere Zeitblöcke hinweg von diversen Einflussfaktoren abhängig, was jedoch in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet wird. Aus diesem Grund kann in dieser Arbeit auch keine Aussage getroffen werden, in welchem Umfang der VNB bei der Zeitblock-Allokation über Zeitblöcke hinweg optimieren sollte.

2.2.2.3.4 Fazit

In diesem Abschnitt wurden Konstellationen betrachtet, bei denen das Allokationsobjekt nicht mehr ausschließlich eine Zeiteinheit, sondern (auch) ein Zeitblock darstellen kann. Durch den Rückgriff auf eine Zeitblock-Allokation, bei der der VNB die Kapazitätsallokation über alle Zeiteinheiten

¹⁵⁴ Diese Frage wäre im Rahmen weitergehender Analysen vertieft zu beleuchten. Vgl. HOLLER / ILLING / NAPEL (2019, S. 311–323) für eine Darstellung des Shapley-Werts als Lösungskonzept für Koalitionsspiele.

des Zeitblocks hinweg optimiert, kann vor allem die Unsicherheit von Nachfragern adressiert werden, die ansonsten selbst eine Strategie für den Strombezug über verschiedene einzelne Zeiteinheiten hinweg entwickeln müssten und dabei die Unsicherheit über die Knappheitssituation in den zukünftigen Zeiteinheiten zu berücksichtigen hätten. Im Vergleich zu einzelnen Nachfragern sollte der VNB vor allem aufgrund von realisierbaren Durchmischungseffekten im Rahmen der Zeitblock-Allokation besser mit diesen Unsicherheiten umgehen können. In der Folge wird es bei einer Zeitblock-Allokation auch zu einer besseren Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität (während des Zeitblocks) kommen. In den einzelnen Abschnitten konnte dabei jeweils für unterschiedliche (und auf verschiedenen Annahmen basierende) Konstellationen aufgezeigt werden, wie eine Zeitblock-Allokation grundsätzlich gestaltet werden könnte.

2.2.2.4 Weitere Fragestellungen bezüglich der Ausgestaltung der Kapazitätsallokation

In diesem Abschnitt werden weitere Fragestellungen und Gestaltungsfragen diskutiert. Der Abschnitt ist wie folgt aufgebaut:

- Bei den bisherigen Analysen wurde die Frage von Wissensständen (insbesondere) mit Bezug zur Bedarfsermittlung und -artikulation nicht bzw. nur am Rande berücksichtigt. Im folgenden Abschnitt 2.2.2.4.1 soll dieser Aspekt nun mit in die Betrachtungen einbezogen und daran anknüpfend auch die Rationalität und Ausgestaltung der Reallokation von Verteilnetzkapazität diskutiert werden.
- Im Abschnitt 2.2.2.4.2 werden die ursprünglich getroffenen Annahmen zu technischen und weiteren Voraussetzungen für anspruchsvolle Kapazitätsallokationslösungen schrittweise aufgelöst. Die zugrunde gelegten Annahmen und das weitere Vorgehen sowie die Reihenfolge bei der Auflösung der Annahmen wird zu Beginn des Abschnitts dargestellt.
- Das Vorgehen bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken wird in Abschnitt 2.2.2.4.3 diskutiert.
- Auf die Gestaltung einer Verteilnetzkapazitätsallokation bei öffentlicher Ladeinfrastruktur wird in Abschnitt 2.2.2.4.4 eingegangen.

2.2.2.4.1 Optionen zur Bedarfsermittlung und -artikulation auf der Nachfrageseite sowie Bedeutung von Reallokationsaktivitäten und deren Umsetzungswege

Bevor im Abschnitt 2.2.2.4.1.2 die Rationalität für eine Reallokation von Verteilnetzkapazität bei einer Kapazitätsallokation sowie diesbezügliche Gestaltungsfragen thematisiert und in Abschnitt 2.2.2.4.1.3 mögliche Reallokationslösungen verglichen werden, wird vorgelagert im Abschnitt 2.2.2.4.1.1 auf die für die Durchführung der Kapazitätsallokation notwendigen Wissensbedarfe sowie deren -stände bei verschiedenen Akteuren und die Möglichkeit der Übertragbarkeit eingegangen. Dafür werden auch die bereits dargestellten Ausführungen zu den Voraussetzungen für Kapazitätsallokationsmechanismen aus Abschnitt 2.2.1.2 aufgegriffen (und teilweise erweitert). Abschließend wird in Abschnitt 2.2.2.4.1.4 ein kurzes Fazit gezogen.

Für die Betrachtungen in diesem Abschnitt wird grundsätzlich ein Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus und eine Zeitblock-Allokation unterstellt. Die folgenden Überlegungen dürften allerdings grundsätzlich auch für den Fall gelten, dass die Kapazitätsallokation

ausschließlich mit Bezug zu einzelnen Zeiteinheiten erfolgt und dabei ein Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus (ohne Zeitblock-Allokation) Anwendung findet.

2.2.2.4.1.1 Verteilung von Wissen und mögliche Aufgabenwahrnehmung durch Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe)

WISSEN BEZÜGLICH DER GRUNDSÄTZLICHEN VERFÜGBARKEIT VON VERTEILNETZKAPAZITÄT

Zunächst einmal besteht ein Wissensbedarf bezüglich der grundsätzlichen Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität für die traditionellen und neuen Lasten. Dabei kann zwischen Wissen über die grundsätzlich kurzfristig verfügbare Verteilnetzkapazität und dem längerfristigen Kapazitätsbedarf unterschieden werden. Die Frage der Ausgestaltung von Regeln zur Auslegung von Verteilnetzkapazität und damit die Frage nach dem längerfristigen Kapazitätsbedarf wird im Kapitel 3 dieser Arbeit diskutiert und ist nicht Teil der Betrachtungen in diesem Abschnitt.

Die (eher) kurzfristige grundsätzliche Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität¹⁵⁵ lässt sich aus dem Wissen über die vorliegenden Netzbetriebsmittel und deren maximale Kapazität sowie der Topologie des Verteilnetzes ableiten. Ferner ist das Wissen über die Verteilung von traditionellen und neuen Lasten sowie die lokale Stromerzeugung der Erzeugungsanlagen im Zeitverlauf im entsprechenden Netzgebiet relevant. Wird das Wissen aus den genannten Bereichen zusammengeführt, lässt sich die im Zeitverlauf für die Summe aller Lasten grundsätzlich zur Verfügung stehende Verteilnetzkapazität ableiten. Wenn beim VNB dieses Wissen in ausreichendem Maße vorliegt, wird in dieser Arbeit davon gesprochen, dass beim VNB ein technisches Verständnis besteht. Bei den bisherigen Betrachtungen in dieser Arbeit wurde stets unterstellt, dass beim VNB ein technisches Verständnis vorliegt, was auch weiterhin angenommen wird.¹⁵⁶

WISSEN BEZÜGLICH DES STROMBEDARFS UND DER PRÄFERENZEN DER NACHFRAGER

Außerdem besteht ein Bedarf an Wissen über den Strombedarf der Nachfrager. Der Strombedarf eines Nachfragers kann einerseits in eine langfristige Dimension und den kurzfristigen Bedarf sowie andererseits in den Bedarf für traditionelle und die verschiedenen neuen Lasten unterteilt werden.

Das Wissen über den längerfristigen Strombedarf (und damit auch Kapazitätsbedarf) hängt im Wesentlichen von den zukünftig vorhandenen Endgeräten (der traditionellen und neuen Lasten inkl. derer technischen Eigenschaften) bei den Nachfragern ab und dürfte somit – zumindest bei einer gewissen Aggregation über eine hinreichende Anzahl an Nachfragern – recht gut ermittelbar sein. Das Wissen über den Strom- (und Kapazitäts-)Bedarf von Endgeräten könnte zukünftig vor allem für Nachfrager relevant sein, die vor der Anschaffung eines Endgeräts aus dem Bereich der neuen Lasten stehen.¹⁵⁷ Die Wahrnehmung der Aufgabe, ein solches Wissen verfügbar zu machen, könnte durch den

¹⁵⁵ Im Gegensatz zu einer längerfristigen Betrachtung wird bei der kurzfristig verfügbaren Verteilnetzkapazität ein zeitlicher Horizont betrachtet, in dem keine Kapazitätserweiterungen in Form von Netzausbau möglich sind.

¹⁵⁶ Vgl. hierzu Abschnitt 2.2.1.2.

¹⁵⁷ Bei Elektrofahrzeugen dürfte sich die Bereitstellung von Wissen vor allem auf Kaufentscheidung sowie die Lademöglichkeiten beziehen. Bei Wärmepumpen sind zusätzlich die Interdependenzen mit dem Bereich der energetischen Sanierung zu berücksichtigen.

VNB, von Akteuren, die im Bereich des Verbraucherschutzes aktiv sind oder alternativ auch durch Stromvertriebe¹⁵⁸, Energieberater oder sonstige Dienstleister erfolgen.

Beim eher kurzfristigen Strombedarf ist der Bedarf für die traditionellen Lasten und die einzelnen Endgeräte der neuen Lasten zu unterscheiden. Das Wissen über den Bedarf der traditionellen Lasten dürfte sich zukünftig nicht maßgeblich ändern und lässt sich daher weiterhin unter Berücksichtigung von Durchmischungseffekten durch SLP recht gut abbilden, sodass dieses Wissen beim VNB (und auch bei weiteren Akteuren) bereits vorliegen sollte.

Auf den eher kurzfristigen Strombedarf der Endgeräte der neuen Lasten haben verschiedene Faktoren Einfluss, wobei folgend nur Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge betrachtet und somit lokale Batteriespeicher ausgeklammert werden. Bei Wärmepumpen sind als relevante Einflussfaktoren auf den kurzfristigen Strombedarf vor allem die Außentemperatur, das Dämmungsniveau des zu heizenden Gebäudes, die zu beheizende Fläche sowie der Warmwasserbedarf, die Quelle der Umweltwärme sowie die individuellen Präferenzen des Haushalts bezüglich der Raumtemperatur zu nennen.¹⁵⁹ Bei Elektrofahrzeugen sind die relevanten Einflussfaktoren vor allem die Informationen über den Ladestand der Batterie, die (zeitnah) geplanten Fahrten bzw. das (kurzfristige) Nutzungsverhalten sowie ggf. weitere Informationen über das Fahrzeug.¹⁶⁰ Zusätzlich ist sowohl bei Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeugen die Höhe des zentralen Strompreises zu beachten, da weiterhin eine gewisse Preiselastizität der Nachfrage bei neuen Lasten angenommen wird.¹⁶¹

Für die Übermittlung des kurzfristigen Strombedarfs sowie weiterer Präferenzen bestehen nun grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten, die sich vor allem hinsichtlich des Niveaus der Aggregation der übermittelten Informationen unterscheiden. Bei einer Übermittlung von weniger voraggregierten Informationen würde der Nachfrager die genannten Informationen einzeln an den VNB übermitteln und dieser würde unter Rückgriff auf entsprechendes Wissen den gewünschten Strombedarf ableiten. Bei einer Übermittlung von stärker aggregierten Informationen würde ein Nachfrager die verschiedenen Informationen selbst zusammenführen, daraus bspw. seinen Strombedarf für einen Zeitblock (bzw. eine Zeiteinheit) ableiten und an den VNB übermitteln. Zwischen diesen beiden Randlösungen existieren noch diverse Ansätze, bei denen eine Übermittlung von zumindest teilweise aggregierten Informationen erfolgt.

Eine weitere Gestaltungsfrage ist der Einbezug weiterer Akteure bei der Bedarfsermittlung und -übermittlung. Die wesentliche Rationalität für den Einbezug bzw. das Zwischenschalten weiterer Akteure sind die bei der Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs für die Nachfrager anfallenden

¹⁵⁸ Unter Stromvertrieben werden in dieser Arbeit Akteure verstanden, die unterschiedliche Aufgaben an der Schnittstelle zwischen einem Nachfrager und dem Stromsystem wahrnehmen. Dazu gehören bspw. im Status quo üblicherweise die Belieferung der gewünschten Strommengen inkl. Abbildung im Bilanzkreissystem, das Abschließen verschiedener Verträge sowie die Abrechnung verschiedener Positionen gegenüber weiteren Akteuren im Stromsektor. Da Stromvertriebe aus Kostengründen i. d. R. mehr als einen Nachfrager bedienen, findet durch diese eine (Zwischen-)Aggregation der Nachfrageseite statt, weshalb im Folgenden teilweise auch der Begriff des Aggregators verwendet wird.

¹⁵⁹ Vgl. dazu auch Abschnitt 2.1.3.2.2.

¹⁶⁰ Vgl. dazu auch Abschnitt 2.1.3.2.3.

¹⁶¹ Vgl. hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 2.1.3.

Transaktionskosten. Neben dem Nachfrager selbst könnten weitere Akteure wie entsprechende Dienstleister oder der VNB diese Aufgabe übernehmen. Der VNB könnte dabei die Aufgabe verpflichtend für alle Nachfrager übernehmen oder auch im Wettbewerb zu anderen Dienstleistern als Option für die Nachfrager zur Verfügung stehen. Beim Einbezug von weiteren Akteuren wäre auch denkbar, dass diese die notwendigen Informationen aus dem bisherigen Verhalten eines Nachfragers ableiten und dabei gewisse Randbedingungen wie bspw. eine Mindestreichweite bei Elektrofahrzeugen nur einmalig abgestimmt werden müssen, sodass der Nachfrager im Regelfall nicht mehr selbst aktiv in die (regelmäßige, z. B. tägliche) Bedarfsmeldung eingebunden ist.

Zusätzlich zur Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs können für die Zeitblock-Allokation die Information über die grundsätzliche Verfügbarkeit der Endgeräte der neuen Lasten eines Nachfragers während des Zeitblocks von Relevanz sein. Auch hier stellen sich Fragen der Ermittlung und Übermittlung der Informationen und inwiefern eine solche Aufgabe durch Einbezug eines Dienstleisters erfolgen sollte.

ERMITTLUNG UND ÜBERMITTLUNG DES STROMBEDARFS UND DIE ROLLE VON DIENSTLEISTERN (WIE AGGREGATOREN BZW. STROMVERTRIEBEN)

Aufbauend auf die bisherigen Ausführungen in diesem Abschnitt stellt sich nun die Frage, wie und durch welchen Akteur die Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit von Endgeräten der Nachfrager für den Zeitblock erfolgen sollte. Wie bereits beschrieben, könnte die Aufgabe zunächst einmal durch den VNB übernommen werden. Dieser muss für die Gestaltung der Prio-Stufen und ggf. weitere von ihm gestaltete Produkte bereits ein gewisses, zumindest aggregiertes Wissen über den Strombedarf und die Verfügbarkeit von Nachfragern aufbauen.

Alternativ könnte die Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit auch durch Dienstleister wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe erfolgen. Ein möglicher Vorteil dieser Dienstleister könnte sein, dass diese bereits an der Schnittstelle zu den Nachfragern tätig sind und hier nun weitere Aufgaben übernehmen könnten. Ein möglicher Nachteil beim Einbezug von (im Wettbewerb stehenden) Dienstleistern sind die anfallenden TAK der Interaktion, wenn im Vergleich zu einem VNB die Aufgabe der Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit von Endgeräten der Nachfrager durch eine (deutlich) größere Anzahl an (zwischen geschalteten) Dienstleistern übernommen wird. Letztendlich wird die Höhe dieser Transaktionskosten allerdings stark vom Grad und der Güte der etablierten Standards bezüglich der Kommunikationswege, -art und Datenprotokollen etc. für die Übermittlung von Informationen von den Nachfragern (über mögliche Dienstleister) an den VNB beeinflusst.¹⁶² Eine abschließende Einschätzung über die Höhe der Transaktionskosten und der damit einhergehenden Nachteile, wenn eine Vielzahl an Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) tätig werden, kann daher nur nach umfangreicher Diskussion der Möglichkeiten zur Standardisierung in den genannten Bereichen erfolgen und damit in dieser Arbeit nicht geleistet werden.

¹⁶² Vgl. REINKE (2014, S. 176 ff.).

Ein weiterer relevanter Aspekt bei der Fragestellung, welcher Akteur die Aufgabe der Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit von Endgeräten der Nachfrager übernehmen sollte, ist die relative Wissensverteilung bzw. die Fähigkeit zum zukünftigen Wissensaufbau über den Strombedarf und die Verfügbarkeit von Endgeräten der Nachfrager zwischen dem VNB auf der einen Seite und den Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) auf der anderen Seite. Dabei ist grundsätzlich unklar, ob letztere überhaupt einen Wissensvorsprung gegenüber dem VNB besitzen bzw. besser in der Lage wären, das entsprechende Wissen über die Nachfrageseite aufzubauen. Ferner wären bei einer Übernahme der Aufgabe durch Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) entsprechende (Gegen-)Maßnahmen zu etablieren, damit diese Akteure, denen grundsätzlich eine kurzfristige Gewinnorientierung als Zielsystem unterstellt werden kann, den Nachfragebedarf möglichst wahrheitsgemäß an den VNB übermitteln und sich dabei nicht strategisch verhalten.

ZUSAMMENFASSUNG UND ANNAHMEN FÜR DIE ANALYSEN IM KOMMENDEN ABSCHNITT

Aufgrund der vorstehend genannten Unsicherheiten bei der Einschätzung der einzelnen Argumente bzw. deren Abwägung kann an dieser Stelle kein eindeutiges Zwischenfazit gezogen und damit auch nicht abschließend die Frage beantwortet werden, welche Rolle Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) bei der Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit von Endgeräten der Nachfrager spielen sollten. Ferner sind für eine umfassende Beantwortung der Fragestellung die Interdependenzen mit der im folgenden Abschnitt diskutierten Thematik der Reallokation von Verteilnetzkapazität zu beachten.

Aus analytischen Gründen wird für die weiteren Analyseschritte zunächst einmal angenommen, dass Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) gewisse Wissensvorteile bei der Ermittlung und Übermittlung des Strombedarfs und der Verfügbarkeit der Nachfrager aufweisen und damit diese beiden Aufgaben potentiell übernehmen können. Diese Annahme wird am Ende des folgenden Abschnitts erneut hinterfragt und die damit einhergehenden Auswirkungen werden dann diskutiert.

2.2.2.4.1.2 Rationalität für die Reallokation von Verteilnetzkapazität und wesentliche diesbezügliche Gestaltungsfragen

In diesem Abschnitt wird die Gestaltung einer möglichen Reallokation von Verteilnetzkapazität thematisiert. Dazu wird zunächst auf die grundlegende Rationalität für eine Reallokation von Verteilnetzkapazität eingegangen und anschließend werden verschiedene Gestaltungsfragen aufgezeigt.

2.2.2.4.1.2.1 Rationalität für die Reallokation von Verteilnetzkapazität

Bei den bisher in dieser Arbeit diskutierten Allokationslösungen wurden den Nachfragern (im Rahmen von Termin-Allokationen und dabei u. a. unter Rückgriff auf Prio-Stufen) zunächst überwiegend relative Rechte zur Nutzung von Verteilnetzkapazität zugestanden. Erst durch eine Akut-Allokation erfolgt die endgültige Allokation der Verteilnetzkapazität für ein bestimmtes Allokationsobjekt. Im Zeitverlauf nach einer ersten Allokation von relativen (und ggf. absoluten) Nutzungsrechten, d. h. im Anschluss an diese „Ausgangsallokation“ und damit im Vorlauf bis zur letztendlichen Akut-Allokation, können nun Situationen auftreten, die eine Reallokation der relativen Rechte an der Verteilnetzkapazität aus der Ausgangsallokation rechtfertigen. Auf andere Art formuliert stellt sich also die Frage, in welchen

Situationen eine Reallokation der ursprünglich allozierten Rechte erfolgen sollte und nach welchen Regeln diese Reallokation durchzuführen ist. Damit eng verknüpft ist auch die Gestaltung einer entsprechenden Aufgabenwahrnehmung durch verschiedene Akteure.

Im Wesentlichen beruhen die Gründe für die Frage der Rationalität einer Reallokation von Verteilnetzkapazität auf Veränderungen bei Wissensständen, die sich im Vorlauf zu einer Akut-Allokation ergeben können. Mögliche Ursachen können z. B. Änderungen beim Strombedarf oder der Verfügbarkeit von Nachfragern, Änderungen des zentralen Strompreises oder der grundsätzlich verfügbaren Verteilnetzkapazität (z. B. infolge einer geänderten lokalen Einspeiseleistung) sein. Ferner könnte sich ein weiterer Grund durch die Änderung der Dringlichkeit einzelner Nachfrager für die Nutzung von Verteilnetzkapazität im Zeitverlauf ergeben. So könnten einzelne Nachfrager, die ursprünglich relative Rechte mit einer bestimmten Wertigkeit erhalten haben, nun eine bessere relative Rechtsposition benötigen oder auch feststellen, dass sie die ihnen zugestandenen Rechte für eine bestimmte Zeiteinheit nicht (vollständig) bzw. nicht mit der ursprünglichen Wertigkeit benötigen. Eine Reallokation der durch die Termin-Allokation vergebenen relativen Rechte bis zur Akut-Allokation kann somit potentiell dazu beitragen, dass im Falle knapper Verteilnetzkapazität eine Nutzung möglichst durch die Nachfrager erfolgt, die daraus (kurzfristig) den größten Nutzen ziehen.

Allerdings existieren auch Argumente, die gegen eine Reallokation von Verteilnetzkapazität sprechen. So gehen sämtliche Ansätze zur Reallokation mit zusätzlichen Transaktionskosten einher und außerdem werden die Regeln zur Reallokation (wohl) nicht vollständig frei von Fehlanreizen gestaltbar sein, sodass eine Reallokation von Verteilnetzkapazität ggf. sogar zu einem aus gesamtwirtschaftlicher Sicht schlechteren Ergebnis führen kann als eine Allokation auf Basis der ursprünglich allozierten Nutzungsrechte. Der Umfang der mit Reallokationslösungen einhergehenden Probleme hängt maßgeblich von der Güte der Ausgestaltung der diesbezüglichen institutionellen Lösung ab, sodass eine Einordnung und Beurteilung, ob eine Reallokation von Verteilnetzkapazität grundsätzlich erfolgen sollte, erst nach einer entsprechenden Diskussion von Reallokationslösungen möglich ist. Im Folgenden wird daher auf unterschiedliche Gestaltungsfragen bei der Reallokation von relativen Rechten für die Nutzung von Verteilnetzkapazität eingegangen.

2.2.2.4.1.2.2 Gestaltungsfragen bei der Reallokation von Verteilnetzkapazität

Bei einer Reallokation von Verteilnetzkapazität bestehen verschiedene Gestaltungsfragen. Dabei handelt es sich zunächst um die Dimensionen, die auch bereits grundsätzlich in Abschnitt 2.2.1 für den (Ausgangs-)Allokationsmechanismus thematisiert wurden. Somit stellt sich stets die Frage, ob bei der Reallokation die gleiche Ausgestaltung wie bei der Ausgangsallokation erfolgt oder ob von dieser (bei einzelnen oder allen Gestaltungsfragen) abgewichen wird:

- **Allokationsobjekt:** Als Allokationsobjekt kann grundsätzlich auf das gleiche Objekt zurückgegriffen werden, welches auch schon bei der Ausgangsallokation verwendet wurde. Alternativ kann bei einer Reallokation auch ein abweichendes Allokationsobjekt Anwendung finden. So kann z. B. die Ausgangsallokation mit Bezug zu einer einzelnen Zeiteinheit als Allokationsobjekt erfolgen, während sich die Reallokation von Verteilnetzkapazität bspw. (auch) auf ein Bündel von Zeiteinheiten und damit ein auf einen Zeitblock beziehen kann.

- **Allokationsverfahren:** Analog zum Allokationsobjekt kann bei der Reallokation ebenfalls das gleiche Allokationsverfahren wie bei der Ausgangsallokation angewendet werden. Im Gegensatz dazu ist aber auch eine Änderung des Allokationsverfahrens denkbar.
- **Umfang der reallozierten Rechte:** Analog zur Ausgangsallokation stellt sich auch bei einer Reallokation die Frage nach dem Umfang der dann reallozierten Rechte. So kann dem Empfänger der Kapazität das Recht zugestanden werden, diese ggf. erneut zu reallozieren. Alternativ kann eine erneute Reallokation auch ausgeschlossen werden und damit würde das Nutzungsrecht verfallen, wenn es durch den Empfänger nicht selbst genutzt wird.
- **Wertigkeit der allozierten Rechte:** Einerseits besteht die Möglichkeit, dass sich die Wertigkeit der Rechte nach der Reallokation nicht verändert. Andererseits kann sich die Wertigkeit auch ändern. Dabei kann es sich einerseits um eine relative Änderung von relativen Rechten und somit eine Änderung der relativen Stellung gegenüber anderen Nachfragern handeln. Andererseits kann eine Reallokation auch dazu führen, dass ursprüngliche Rechte mit absoluter Wertigkeit nach der Reallokation eine relative Wertigkeit aufweisen und vice versa.

Zusätzlich kommen bei der Reallokation noch weitere Aspekte hinzu, die nicht zwingend unabhängige Gestaltungsfragen darstellen, sondern sich teilweise auch aus den bereits beschriebenen Optionen bzw. Kombinationen ableiten lassen:

- **Reallokationsbereich:** Über den Reallokationsbereich wird beim Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus unterschieden, ob die Reallokation der Kapazitätsrechte über die einzelnen Prio-Stufen hinweg oder nur innerhalb einer Prio-Stufe erfolgt.
- **Reallokationsebene (und beteiligte Akteure):** Die Reallokation von Nutzungsrechten kann auf unterschiedlichen (Akteurs-)Ebenen erfolgen. Zunächst einmal besteht die Möglichkeit, dass die Reallokation zwingend über den VNB zu erfolgen hat, der die Rechte dann weitergibt. Ferner wäre eine Reallokation von Nutzungsrechten direkt zwischen den Nachfragern denkbar. Außerdem kann eine Reallokation auch auf der Ebene von zwischengeschalteten Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) erfolgen. In diesem Fall ist einerseits zwischen einer Reallokation zwischen Nachfragern eines Dienstleisters (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) und andererseits zwischen Nachfragern bei unterschiedlichen Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Vertrieben) zu unterscheiden. Bei letzterem Fall gehen die Rechte zur Nutzung der Verteilnetzkapazität von einem Dienstleister (wie einem Aggregator bzw. Vertrieb) auf einen anderen Dienstleister über.
- **Ergänzende Reallokationsregeln:** Unter ergänzenden Reallokationsregeln wird die Existenz weiterer zentraler Vorgaben für die Reallokation verstanden. Hierzu zählen u. a. zentrale Vorgaben bei der Weitergabe von Kapazitätsrechten wie z. B. diverse zeitliche Fristen bei der Reallokation. Ebenfalls denkbar wäre auch die vollständige Abwesenheit von ergänzenden Reallokationsregeln.

Auf Basis dieser Gestaltungsfragen lassen sich verschiedene Reallokationslösungen entwickeln. Im Folgenden soll einerseits diskutiert werden, wie eine Reallokation ausschließlich durch VNB und andererseits durch den Einbezug von Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) gestaltet werden kann und welche Vor- und Nachteile dabei bestehen. Aus Vereinfachungsgründen wird

angenommen, dass sich das Allokationsobjekt und der Umfang sowie die Wertigkeit der allozierten Rechte im Vergleich zur Ausgangsallokation nicht verändern.

2.2.2.4.1.3 Vergleich von Reallokationslösungen für Verteilnetzkapazität (unter Berücksichtigung wesentlicher Ausgestaltungsfragen)

In diesem Abschnitt erfolgt ein Vergleich von zwei möglichen Reallokationslösungen. Dabei wird auch die Diskussion aus den vorherigen Abschnitten aufgegriffen und ebenfalls eine mögliche Aufgabenwahrnehmung von Dienstleistern (wie Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) im Kontext einer Reallokation von Verteilnetzkapazität mitthematisiert.

2.2.2.4.1.3.1 Reallokation ausschließlich durch den VNB

Bei einer Reallokation von Verteilnetzkapazität ausschließlich über den VNB ist der Umfang der allozierten Rechte so ausgestaltet, dass die von einem Nachfrager nicht genutzte Verteilnetzkapazität ohne eine Gegenleistung zurück an den VNB fällt („use-it-or-lose-it“-Regel), der die Nutzungsrechte dann erneut unter Berücksichtigung der Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus an andere Nachfrager alloziert. Ein solches Vorgehen ist auch bei der Anwendung einer Zeitblock-Allokation umsetzbar. Die ergänzenden Reallokationsregeln wie bspw. Fristen und Zeitpunkte für die Reallokation werden ebenfalls vom VNB festgelegt. Im Kontext des dem VNB unterstellten (öffentlichen) Zielsystems besteht nicht die Gefahr, dass die Verteilnetzkapazität nicht gemäß dem Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus alloziert wird, sodass der Reallokationsbereich grundsätzlich über die einzelnen Prio-Stufen hinweg reichen sollte, damit der VNB weiterhin eine möglichst umfangreiche Nutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität sicherstellen kann.

Eine Reallokation von Verteilnetzkapazität ausschließlich über den VNB kann im Kontext des Rückgriffs auf überwiegend relative Rechte zur Nutzung von Verteilnetzkapazität im Vorlauf zur eigentlichen Akut-Allokation grundsätzlich sinnvoll gestaltet werden.

2.2.2.4.1.3.2 Reallokation auch durch Nachfrager und von denen beauftragte Dienstleister

Alternativ kann eine Reallokation von Verteilnetzkapazität auch so gestaltet werden, dass die Nachfrager das Recht erhalten, ihre (relativen und absoluten) Nutzungsrechte direkt an andere Nachfrager weiterzugeben. Im Kontext der dabei anfallenden Transaktionskosten bei bilateralen Verhandlungen wird im Folgenden angenommen, dass sämtliche Nachfrager einen Dienstleister (Aggregator bzw. Stromvertrieb) beauftragen.

Werden keine weiteren Regeln für die Reallokation festgelegt, beinhaltet in diesem Fall der Umfang der allozierten Rechte in der Ausgangsallokation somit das uneingeschränkte Recht auf eine Reallokation der erhaltenen Nutzungsrechte. Die Reallokation erfolgt somit über die im Wettbewerb zueinanderstehenden Dienstleister. Im Folgenden soll kurz auf diese Organisationslösung der Reallokation von Verteilnetzkapazität eingegangen werden und es werden die damit – im relativen Vergleich zur Reallokation ausschließlich über den VNB – einhergehenden Wirkungen thematisiert.

2.2.2.4.1.3.2.1 Reallokation ausschließlich innerhalb von Prio-Stufen

In einem ersten Schritt soll die Reallokation von Verteilnetzkapazität für den Fall betrachtet werden, dass die Reallokation über Dienstleister erfolgt, die der Vorgabe unterliegen, dass die Reallokation ausschließlich innerhalb einzelner Prio-Stufen des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen darf.

NUR INNERHALB EINES DIENSTLEISTERS UND DESSEN KUNDEN

Außerdem wird zunächst unterstellt, dass eine Reallokation zwischen Kunden nur „innerhalb eines Dienstleisters“ und damit zwischen den von diesem Akteur kontrahierten Nachfragern erfolgen darf. Wird zusätzlich angenommen, dass kein strategisches Verhalten der beteiligten Akteure existiert, kann in dieser Konstellation aus Sicht eines Nachfragers der Einbezug eines Dienstleisters zunächst mit dem Vorteil einhergehen, dass der entsprechende Nachfrager nicht mit sämtlichen Nachfragern, sondern nur mit Nachfragern des Dienstleisters in Konkurrenz um reallozierbare Verteilnetzkapazität steht. Dieser Vorteil für einzelne Nachfrager dürfte dann besonders groß sein, wenn der allgemeine Bedarf an Verteilnetzkapazität regelmäßig unterschätzt wird und hingegen eher weniger relevant sein, wenn die zur Verfügung stehende Verteilnetzkapazität quasi stets für die Deckung der Nachfrager ausreicht. Ein weiterer Vorteil kann darin bestehen, dass die Dienstleister einen Wissensvorsprung gegenüber dem VNB hinsichtlich der Nachfragerpräferenzen aufweisen. In diesem Fall könnte der Einbezug des Wissens der Dienstleister dazu beitragen, dass bei einer Reallokation die Nachfrager mit der (kurzfristig) höchsten Dringlichkeit die Verteilnetzkapazität nutzen können.

Die Dienstleister mit vielen kontrahierten Nachfragern innerhalb eines „Engpassgebietes“ werden aufgrund der Realisierung von Durchmischungseffekten bzw. dem Gesetz der großen Zahlen einen deutlichen Wettbewerbsvorteil gegenüber Dienstleistern mit eher wenigen kontrahierten Nachfragern aufweisen und vermutlich im Zeitverlauf eine gewisse lokale (Markt-)Macht aufbauen können. Trotz alledem wird es voraussichtlich keinem der Dienstleister gelingen, sämtliche Nachfrager in einem „Engpassgebiet“ zu kontrahieren, sodass die Reallokation innerhalb eines Dienstleisters stets zwischen weniger Nachfragern erfolgt als beim VNB. Letzterer wird daher im Vergleich zu Dienstleistern als Folge des Gesetzes der großen Zahlen stets in einem größeren Umfang Durchmischungseffekte realisieren können, die als der zentrale Einflussfaktor auf die Güte der Reallokation anzusehen sind.

Mit der Auflösung der eher realitätsfernen Annahme, dass sich die Akteure nicht strategisch verhalten, unterliegen die Dienstleister grundsätzlich dem Anreiz, in der Ausgangsallokation möglichst viel Nutzungsrechte an der Verteilnetzkapazität zu erhalten, die sie dann zwischen den eigenen Nachfragern (innerhalb der gleichen Prioritätsstufe) reallozieren können. Somit besteht die Gefahr, dass die Dienstleister stets behaupten werden, dass die von Ihnen kontrahierten Nachfrager sämtliche Nutzungsrechte an Verteilnetzkapazität in jeder Zeiteinheit auch benötigen werden. Um eine ineffiziente Auslastung der verfügbaren Verteilnetzkapazität zu verhindern, wäre daher ein Malus vorzusehen, wenn die Verteilnetzkapazität schlussendlich doch von keinem Nachfrager des Dienstleisters (innerhalb der gleichen Prioritätsstufe) genutzt wird. Sofern ein solches Malus-System nur suboptimal gestaltet werden kann und es damit bspw. weiterhin zu einer ineffizienten Auslastung der verfügbaren

Verteilnetzkapazität kommt, sollte ein Verbot des Einbezugs von Dienstleistern als zuständige Akteure für die Reallokation von Verteilnetzkapazität in Betracht gezogen werden.

Bisher wurde nicht explizit diskutiert, dass bei der Annahme einer Gewinnorientierung bei den Dienstleistern zu hinterfragen ist, zu welchen Konditionen ein Nachfrager die reallozierte Verteilnetzkapazität von einem Dienstleister erhalten wird. Sofern keine weiteren entsprechenden Vorgaben existieren, besteht die Gefahr, dass die Dienstleister die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager als das zentrale Kriterium für Reallokation etablieren und damit letztlich der Grundgedanke des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus (zumindest teilweise) umgangen werden kann.

Somit dürften schlussendlich die Vorteile des Einbezugs von Dienstleistern für die Reallokation nicht bzw. kaum vorhanden oder zumindest überschaubar sein, während gleichzeitig im Vergleich zur Reallokation ausschließlich über den VNB vor allem Nachteile bei der Realisierung von Durchmischungseffekten bestehen. Außerdem werden – insbesondere als Folge von strategischem Verhalten der Dienstleister – die vorstehend genannten weiteren Nachteile auftreten. Für die in diesem Abschnitt vorliegende Konstellation ist somit ein Rückgriff auf Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) im Vergleich zu einer Reallokation ausschließlich über den VNB als nachteilig einzuordnen.

AUCH VERTRIEB- BZW. DIENSTLEISTER-ÜBERGREIFEND

Neben einer Reallokation „innerhalb eines Dienstleisters“ kann eine Reallokation auch „Dienstleister-übergreifend“ erfolgen. Die vorstehende Konstellation wird damit um einen möglichen Handel von Nutzungsrechten für Verteilnetzkapazität zwischen den Dienstleistern erweitert.

Um die Kosten für die Verhandlungen zwischen den verschiedenen Dienstleistern zu senken, dürften die Dienstleister grundsätzlich bemüht sein, bestimmte Standards für die Reallokation (z. B. Fristen, Zeitpunkte, Bepreisung etc.) zu etablieren. Allerdings ist nicht sichergestellt, dass im Ergebnis für die Nachfrager vorteilhafte Regelungen bei diesen Verhandlungen entstehen, da einzelne Dienstleister ggf. ihre lokale (Markt-)Macht ausnutzen werden. Dementsprechend ist zu erwarten, dass ein Eingriff des Regulierers in die Regelungen für den Handel von Nutzungsrechten zwischen Dienstleistern geboten ist.

Zwar kann unter bestimmten Bedingungen ein Handel zwischen Dienstleistern dazu führen, dass es zu einer besseren Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität kommt. Trotzdem dürfte der Einbezug von Dienstleistern auch für diese Konstellation im Vergleich zu einer Reallokation von Verteilnetzkapazität ausschließlich über den VNB weiterhin nachteilig sein.

2.2.2.4.1.3.2.2 Reallokation auch über Prio-Stufe hinweg

In dieser Konstellation können auch die Dienstleister eine Reallokation von Verteilnetzkapazität durchführen, bei der die reallozierte Kapazität anschließend von eigenen Nachfragern mit Endgeräten, die gemäß dem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus nicht in der gleichen Prio-Stufe verortet sind, genutzt wird. Die Reallokation kann dabei grundsätzlich auch wieder „innerhalb

eines Dienstleisters“ oder „Dienstleister-übergreifend“ erfolgen, wobei letzteres in diesem Abschnitt zunächst ausgeklammert wird.

Die Dienstleister können bei der unterstellten Konstellation in diesem Abschnitt nun die Verteilnetzkapazität mit hoher Priorität (bspw. Basis-Kapazität für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge aus der Prio-Stufe 2) u. a. so reallozieren, dass diese z. B. dann von stationären Batteriespeichern genutzt werden kann, die eigentlich im Knappheitsfall gemäß des Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus – wie in Abschnitt 2.2.2.2.1 ausführlich thematisiert – erst nachrangig Verteilnetzkapazität erhalten sollen. Aufgrund des unterstellten Zielsystems der Gewinnmaximierung bei den Dienstleistern werden diese vermutlich versuchen, die Verteilnetzkapazität nicht nach dem Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus, sondern vor allem nach der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager zu reallozieren. Sofern die Reallokation „innerhalb eines Dienstleisters“ erfolgt, werden die Dienstleister außerdem nur ihre eigenen Nachfrager bei der Reallokation berücksichtigen, was zusätzlich zu einem schlechteren Ergebnis als bei einer Reallokation ausschließlich über den VNB, der stets sämtliche Nachfrager im betroffenen Verteilnetzgebiet einbeziehen kann, führen wird. Der zuletzt genannte Nachteil könnte über das Zulassen eines Handels von Nutzungsrechten und damit über „Dienstleister-übergreifende“ Reallokation entgegengewirkt werden. Allerdings ist dann weiterhin zu erwarten, dass die Dienstleister bei der Reallokation nicht gemäß dem Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus agieren.

Eine Reallokation von Verteilnetzkapazität durch auf Gewinnmaximierung ausgerichtete Dienstleister über einzelne Prio-Stufen hinweg wird aus diesem Grund als grundsätzlich nicht sinnvoll angesehen.

2.2.2.4.1.3.3 Schlussfolgerungen zur Vorteilhaftigkeit der untersuchten Reallokationslösungen

Durch den Vergleich der beiden (idealtypischen) Organisationslösungen konnte aufgezeigt werden, dass eine Reallokation über den Einbezug von gewinnorientiert agierenden Dienstleistern mit (zum Teil erheblichen) Nachteilen einhergeht und insbesondere zu erwarten ist, dass bei der Reallokation von Verteilnetzkapazität keine Berücksichtigung der Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen wird. Gleichzeitig ist eine Reallokation von Verteilnetzkapazität durch den VNB recht unkompliziert und sinnvoll umsetzbar. Aus diesem Grund kann geschlossen werden, dass die Reallokation ausschließlich über den VNB erfolgen sollte.

2.2.2.4.1.4 Fazit

Bei der Übermittlung des Strombedarfs eines Nachfragers bestehen grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten, die sich im Wesentlichen in der (Zwischen-)Aggregation der übermittelten Informationen unterscheiden. Diese Aufgabe kann entweder durch den VNB selbst oder durch zwischengeschaltete Dienstleister (wie bspw. Aggregatoren bzw. Vertriebe) übernommen werden. Dabei ist jedoch grundsätzlich unklar, ob solche Dienstleister einen Wissensvorsprung gegenüber dem VNB aufweisen bzw. zukünftig ein besseres Wissen bezüglich des Strom- und Kapazitätsbedarfs und der Verfügbarkeit eines Nachfragers besitzen.

Die wesentliche Rationalität für eine Reallokation von Verteilnetzkapazität folgt aus möglichen Veränderungen bei Wissensständen, die sich zeitlich nach der Ausgangsallokation und damit im Vorlauf

zur Akut-Allokation ergeben können. Eine Reallokation ausschließlich über den VNB ist als vorteilhaft im Vergleich zu einer Reallokation unter Rückgriff auf Dienstleister (wie bspw. Aggregatoren bzw. Vertriebe) einzustufen.

Ferner ist festzuhalten, dass auch bei einer Ausgestaltung der Reallokation von Verteilnetzkapazität über den VNB zusätzliche Transaktionskosten anfallen werden und diese für die Frage, ob überhaupt und in welchem Umfang eine Reallokation von Verteilnetzkapazität erfolgen sollte, mit den potentiellen Vorteilen, die mit einer der Reallokation von Verteilnetzkapazität einhergehen können, abzuwägen sind. Die Rationalität für eine Reallokation von Verteilnetzkapazität wird dabei von der „Passgenauigkeit“ der Ausgangsallokation, die wiederum wesentlich vom Wissensstand des VNB abhängt, sowie von der zukünftig zu erwartenden Höhe der Änderungen der Wissensstände bei den beteiligten Akteuren hinsichtlich des tatsächlichen Strom- und Kapazitätsbedarfs bzw. der verfügbaren Verteilnetzkapazität nach der Ausgangsallokation und damit im Vorlauf zur Akut-Allokation beeinflusst. Das Zulassen von Reallokationsaktivitäten erscheint grundsätzlich geboten, wobei letztendlich auf Basis der erfolgten Analysen in dieser Arbeit keine klare Empfehlung abgegeben werden kann, in welchem Umfang und Detailliertheit eine Reallokation von Verteilnetzkapazität erfolgen sollte. Es konnte somit nur klar geschlussfolgert werden, dass wenn eine Reallokation von Verteilnetzkapazität erfolgt, diese ausschließlich über den VNB erfolgen sollte.

2.2.2.4.2 Auflösen von Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen für anspruchsvolle Allokationslösungen

Für die bisherigen Analysen wurde im Abschnitt 2.2.1.2 angenommen, dass für die Durchführung anspruchsvoller Allokationslösungen bestimmte Herausforderungen erfüllt sind. Dazu gehören ein hinreichendes Nachfrageverständnis des VNB, ein technisches Verständnis und damit ein Verständnis über die Auslastung in einzelnen Verteilnetzbereichen (Auslastungsverständnis) sowie ein entsprechendes Durchsetzungskonzept für das Ergebnis der Kapazitätsallokation.

In diesem Abschnitt werden diese ursprünglich getroffenen Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen für anspruchsvolle Allokationslösungen schrittweise aufgelöst und es wird diskutiert, welcher Einfluss auf die Gestaltung eines Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus sowie eine Zeitblock-Allokation besteht. Durch das schrittweise Vorgehen beim Auflösen der Annahmen soll eine möglichst hohe Nachvollziehbarkeit der Wirkungszusammenhänge zwischen den Annahmen und der Ausgestaltung der Kapazitätsallokation sichergestellt werden.

Folgend wird zunächst in Abschnitt 2.2.2.4.2.1 die Annahme aufgelöst, dass die Kosten im Bereich des Messwesens vernachlässigbar sind. Anschließend wird in Abschnitt 2.2.2.4.2.2 betrachtet, welche Auswirkungen bestehen, wenn der VNB sämtliche Endgeräte der neuen Lasten nicht mehr direkt steuern kann und stattdessen auf anderen Wegen das Ergebnis der Kapazitätsallokation durchsetzen muss. In Abschnitt 2.2.2.4.2.3 wird untersucht, welchen Einfluss sowohl ein geringes Auslastungsverständnis des VNB als auch nicht vorhandene permanente Interaktionsmöglichkeiten zwischen dem VNB und den Nachfragern haben. Abschließend wird in Abschnitt 2.2.2.4.2.4 ein kurzes Fazit gezogen.

2.2.2.4.2.1 Einfluss von (erhöhten) Kosten im Bereich des Messwesens

KONSTELLATIONEN BEI DER AUSSTATTUNG MIT ZÄHLERN SOWIE EINFLUSSBEREICHE BEI DER AUSGESTALTUNG DER KAPAZITÄTSALLOKATION

Als eine Voraussetzung zur Erfüllung der Herausforderungen für (anspruchsvolle) Allokationslösungen wurde die Existenz eines flächendeckenden VS-Metering¹⁶³ an der Schnittstelle zwischen VNB und jedem Nachfrager angenommen, wobei unterstellt wurde, dass einerseits die Summe des Verbrauchs aller traditionellen Lasten sowie andererseits der Verbrauch jedes einzelnen Endgeräts aus dem Bereich der neuen Lasten mit einem VS-Metering gemessen werden können („ursprüngliche Zähler-Konstellation“). Anders ausgedrückt wurden bei den bisherigen Analysen die Kosten für ein solches flächendeckendes VS-Metering vernachlässigt. In diesem Abschnitt soll nun diskutiert werden, welchen Einfluss die nun veränderte Annahme hat, dass die Kosten für ein flächendeckendes VS-Metering nicht mehr vernachlässigbar sind und somit eine relevante Höhe aufweisen. Diese Annahme dürfte dabei auch Einfluss auf die Fähigkeit des VNB haben, die zukünftige Auslastung einzelner Teile des Verteilnetzes zu prognostizieren. Dieser Aspekt wird jedoch in diesem Abschnitt zunächst vernachlässigt und erst im späteren Abschnitt 2.2.2.4.2.3.1 diskutiert. Bei den Betrachtungen in diesem Abschnitt wird im Übrigen weiterhin angenommen, dass der VNB die Endgeräte der neuen Lasten direkt steuern kann.

Wenn nun die Kosten für ein VS-Metering nicht mehr als vernachlässigbar angesehen werden und damit die traditionellen Lasten sowie jedes Endgerät der neuen Lasten nicht mehr mit einem eigenen Zähler ausgestattet sind, die ein VS-Metering ermöglichen, stellt sich die Frage nach den Auswirkungen auf die Gestaltung des Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus sowie der Zeitblock-Allokation. Folgende Ausstattungen von Zählern („Zähler-Konstellationen“) sollen in diesem Abschnitt betrachtet werden:

- **Zähler-Konstellation (1):** Die traditionellen Lasten eines Haushalts werden mit einem herkömmlichen Zähler gemessen und es erfolgt i. d. R. eine jährliche Ablesung des Stromverbrauchs. Alle Endgeräte der neuen Lasten hinter einem Hausanschluss werden gemeinsam über einen Zähler gemessen, der ein VS-Metering ermöglicht. In der Folge ist bei neuen Lasten für eine Viertelstunde nur die (durchschnittliche) Leistung aller Endgeräte der neuen Lasten und die Summe des Stromverbrauchs der Endgeräte der neuen Lasten eines Haushalts messbar.
- **Zähler-Konstellation (2):** Bei dieser Zähler-Konstellation werden die traditionellen Lasten sowie alle Endgeräte der neuen Lasten über einen gemeinsamen Zähler gemessen, der ein VS-Metering ermöglicht. In dieser Konstellation sind für eine Viertelstunde nur die (durchschnittliche) Leistung und der gemeinsame Stromverbrauch aller (traditionellen und Endgeräte der neuen) Lasten eines Haushalts messbar.

¹⁶³ Vgl. für die Definition Abschnitt 2.1.1.1.2.

Hinsichtlich der Anzahl der notwendigen Zähler unterscheiden sich die beiden Zähler-Konstellationen, da bei der Zähler-Konstellation (2) im Vergleich zu (1) zusätzlich auf einen separaten (herkömmlichen) Zähler für die traditionellen Lasten verzichtet wird.

Die Annahme, dass die Kosten im Bereich des Messwesens eine relevante Höhe aufweisen und bei der Gestaltung des Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus sowie einer Zeitblock-Allokation zu berücksichtigen sind, kann sich auf verschiedene Bereiche auswirken. So kann einerseits ein Einfluss auf die Gestaltung der Prio-Stufen und damit mögliche Termin-Allokationen bestehen, und andererseits sind die Auswirkungen auf die Gestaltung der Akut-Allokation zu beachten. Diese Bereiche sollen im Folgenden zunächst für die Zähler-Konstellation (1) diskutiert werden. Anschließend werden ergänzend mögliche Abweichungen durch das Vorliegen der Zähler-Konstellation (2) betrachtet.

AUSGESTALTUNG DES KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMUS BEI VORLIEGEN DER ZÄHLER-KONSTELLATION (1)

Bei der Zähler-Konstellation (1) ändert sich für die traditionellen Lasten die Art des Zählers. Durch das Wegfallen des VS-Metering lässt sich der Stromverbrauch und die durchschnittliche Leistung nicht mehr für jede Viertelstunde ermitteln und es liegt nur noch der Messwert für den Stromverbrauch für einen längeren Zeitraum (z. B. ein Jahr) vor. Auf die Gestaltung der Prio-Stufe 1 hat diese Änderung jedoch keine Auswirkung. Allerdings liegen dem VNB weniger detaillierte Informationen über den Stromverbrauch und die Leistung der traditionellen Lasten vor, was die Prognose der notwendigen Verteilnetzkapazität für die Prio-Stufe 1 erschweren könnte. Solange der VNB (annahmegemäß) weiterhin über ein ausreichendes Auslastungsverständnis verfügt und beim Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus umfangreich relative Rechte für die Nutzung der Verteilnetzkapazität vergeben werden, sollte der geringere Informationsstand des VNB keinen Einfluss auf die Effizienz der Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität haben. Folglich sollte damit die verfügbare Verteilnetzkapazität für die weiteren Prio-Stufen und damit für die neuen Lasten nicht reduziert sein. Außerdem dürfte aufgrund des grundsätzlich beim VNB verfügbaren Wissens über den Gesamtverbrauch der traditionellen Lasten sowie über SLP inkl. der damit verbundenen möglichen Durchmischungseffekte über verschiedene Nachfrager in einem Engpassgebiet hinweg ohnehin kein Problem bei der Prognose des Kapazitätsbedarfs für die traditionellen Lasten bestehen.

Die betrachtete Zähler-Konstellation berührt ebenfalls den Bereich der neuen Lasten. Da alle Endgeräte der neuen Lasten in einem Haushalt nun über ein einziges VS-Metering gemessen werden, ist die Messung und damit die Nachvollziehbarkeit des tatsächlichen Verbrauchs und der Leistung einzelner Endgeräte in einer Viertelstunde bei einem Nachfrager für den VNB nicht mehr möglich. Damit erhält der VNB weniger Informationen über das Verbrauchsverhalten im Bereich der neuen Lasten, was zunächst Auswirkungen auf das beim VNB vorliegende Wissen bzw. den notwendigen Wissensaufbau bspw. für die Gestaltung von Prio-Stufen, (speziellen) Produkten und Zeitblöcken haben könnte. Da der VNB bei der in diesem Abschnitt betrachteten Zähler-Konstellation annahmegemäß weiterhin die Endgeräte der neuen Lasten direkt steuern kann, besteht für ihn weiterhin im Knappheitsfall die Möglichkeit, auf diese Weise das Ergebnis der Akut-Kapazitätsallokation durchzusetzen. Dies gilt sowohl bei der Anwendung eines Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus als auch beim Rückgriff auf eine Zeitblock-Allokation.

Im Übrigen kann bei der Zähler-Konstellation (1) durch die fehlende Möglichkeit der Messung des Verbrauchs eines einzelnen Endgeräts der zentrale Strompreis nur noch an alle Endgeräte der neuen Lasten in einem Haushalt „durchgestellt“ werden, sodass keine Differenzierung beim „Durchstellen“ des zentralen Strompreises zwischen den verschiedenen Anwendungen bzw. Arten von Endgeräten der neuen Lasten möglich ist. Auf andere Art formuliert ist es nicht mehr möglich, einen gesonderten Stromtarif mit einem abweichenden Arbeitspreis für ein spezielles Endgerät der neuen Lasten vorzusehen, wie es bspw. bei einem sogenannten „Wärmepumpen-Tarif“ erfolgen könnte.

ERGÄNZENDE BETRACHTUNG BEI VORLIEGEN DER ZÄHLER-KONSTELLATION (2)

Bei der Zähler-Konstellation (2) werden nun alle Lasten eines Haushalts über einen Zähler mit VS-Metering gemessen. Damit reduziert sich im Vergleich zur Zähler-Konstellation (1) für den VNB zunächst der Informationsstand des VNB hinsichtlich des Verbrauchs der traditionellen Lasten weiter, da dem VNB nun kein eigener (Jahres)-Messwert mehr für den Verbrauch der traditionellen Lasten vorliegt. Allerdings dürfte der VNB den Gesamtverbrauch der traditionellen Lasten in einem Niederspannungsstrang bzw. Verteilnetzgebiet anhand von Erfahrungswerten der Vergangenheit recht gut abschätzen können.

Durch das weiterhin vorliegende Auslastungsverständnis beim VNB sowie die Möglichkeit der direkten Steuerung der Endgeräte der neuen Lasten entstehen durch die Zähler-Konstellation (2) im Vergleich zur Zähler-Konstellation (1) keine Änderungen hinsichtlich der Gestaltung und Umsetzung der Kapazitätsallokation.

Allerdings ist zu beachten, dass bei der Zähler-Konstellation (2) ein „Durchstellen“ der zentralen Strompreise nur an die neuen Lasten nicht mehr möglich ist, sondern die im Zeitverlauf schwankenden zentralen Strompreise nun auf sämtliche Lasten eines Haushalts und damit auch auf den Bereich der traditionellen Lasten wirken. In der Folge können ungewünschte Verteilungswirkungen auftreten und die Nachfrager dürften - abhängig von der Tarifgestaltung – zusätzlichen TAK ausgesetzt sein, wenn sie versuchen, die Kosten für den Strombezug der traditionellen Lasten möglichst gering zu halten. Allerdings ist denkbar, dass zumindest ein gewisser Teil der traditionellen Lasten (z. B. die Waschmaschine, Wäschetrockner oder Geschirrspüler) von vielen Nachfragern nach dem zentralen Strompreis gesteuert wird, was u. a. eine gewisse Erhöhung der Gleichzeitig im Stromverteilstromnetz zur Folge haben dürfte und damit aufgrund der Verortung dieser Geräte in Prio-Stufe 1 wiederum Auswirkungen auf die für die neuen Lasten zur Verfügung stehenden Verteilnetzkapazität (insbesondere in Zeiten mit geringen zentralen Strompreisen) haben könnte.

2.2.2.4.2.2 Implikationen von erhöhten Kosten bei bzw. der Nicht-Umsetzbarkeit von Steuerungslösungen bezüglich einzelner Lasten

Für die bisherigen Analysen wurde im Abschnitt 2.2.1.2 als eine Voraussetzung für das Durchsetzungskonzept angenommen, dass der VNB alle Endgeräte der neuen Lasten direkt ansteuern und auf diese Weise die Durchsetzung der (Akut-)Allokationsentscheidungen sicherstellen kann. Diese Annahme wird nun für die Betrachtungen in diesem Abschnitt aufgelöst. Ursächlich für eine fehlende direkte VNB-Steuerung der Lasten könnte im Übrigen bspw. sein, dass die technische oder prozedurale

Umsetzbarkeit einer solchen Steuerung nicht gegeben ist oder dass für den Aufbau und/oder im laufenden Betrieb zu hohe Kosten anfallen würden.

Die Umsetzung der Alternativen für das Durchsetzungskonzept weisen starke Interdependenzen mit der Ausstattung an Zählern und damit der Möglichkeit der Verbrauchsmessung auf. Im Folgenden wird zunächst die ursprüngliche Zähler-Konstellation aus Abschnitt 2.2.1.2 sowie im Anschluss die Zähler-Konstellation (1) aus dem vorstehenden Abschnitt angenommen und abschließend ergänzend auf die Zähler-Konstellation (2) eingegangen. Dabei wird weiterhin angenommen, dass beim VNB ein hinreichendes Auslastungsverständnis vorliegt.

AUSGESTALTUNG DES KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMUS OHNE DIREKTE STEUERUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR DEN VNB UND BEI MESSUNG JEDES ENDGERÄTS DER NEUEN LASTEN („URSPRÜNGLICHE ZÄHLER-KONSTELLATION“)

Ist keine direkte Steuerung der Endgeräte möglich, kann der VNB eine im Zeitverlauf dynamische Begrenzung der Kapazität beim Strombezug für einzelne Endgeräte vornehmen. Alternativ kann der VNB das Ergebnis der Kapazitätsallokation den Nachfragern mitteilen. Damit können den einzelnen Lasten bzw. Endgeräten die maximale Leistung und damit die Verteilnetzkapazität für jede Zeiteinheit vorgeben und die Einhaltung nachträglich über eine entsprechende Messung des VNB überwacht werden, was im Folgenden für diesen Abschnitt auch unterstellt wird. Bei einer Nicht-Einhaltung der Vorgaben wäre eine entsprechende Pönalisierung vorzunehmen. Grundsätzlich dürfte bei diesem Vorgehen im Vergleich zu einer direkten Steuerung von Endgeräten eine größere Unsicherheit beim VNB vorliegen, wie die Nachfrager auf die Vorgaben reagieren, sodass der VNB einen größeren Sicherheitspuffer bei der Verteilnetzkapazität vorzusehen hat. Tritt ein abweichendes Verhalten der Nachfrager nur vereinzelt auf, dürfte der Sicherheitspuffer recht gering ausfallen. Ein größeres Problem kann entstehen, wenn die Nachfrager Fehlanreize zu einem gleich gerichteten Verhalten unterliegen. Das könnte bspw. bei sehr günstigen zentralen Strompreisen der Fall sein, wenn ein Überschreiten der mitgeteilten Kapazitätsgrenze trotz einer möglichen Pönalisierung für die Nachfrager in Summe günstiger erscheint. Bei der Gestaltung eines Sanktionsmechanismus wäre daher sicherzustellen, dass die Sanktionierung stets mindestens die Vorteile eines von den Vorgaben des VNB abweichenden Verhaltens durch die Nachfrager nivelliert. Bei wiederkehrendem Fehlverhalten eines Nachfragers sind auch weitergehende Sanktionen denkbar.

AUSGESTALTUNG DES KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMUS OHNE DIREKTE STEUERUNGSMÖGLICHKEITEN FÜR DEN VNB UND BEI VORLIEGEN DER ZÄHLER-KONSTELLATION (1)

Die vorliegende Konstellation hat zunächst keine Auswirkungen auf die Gestaltung der Prio-Stufe 1 für die traditionellen Lasten, die weiterhin im gewohnten Umfang Verteilnetzkapazität nutzen können. Da der VNB weiterhin ein hinreichendes Auslastungsverständnis besitzt und im Rahmen des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus auf relative Kapazitätsrechte zurückgreift, ist trotz fehlender direkter Steuerungsmöglichkeiten eine effiziente Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität möglich.

Die vorliegende Zähler-Konstellation hat jedoch Auswirkungen auf die Gestaltung der Kapazitätsallokation bei den neuen Lasten. Da der VNB einzelne Endgeräte der neuen Lasten nicht mehr direkt steuern kann und nur die Summe aller Endgeräte der neuen Lasten über ein einziges VS-Metering gemessen wird, ist nun die direkte Adressierung einzelner Endgeräte nicht mehr möglich. Allerdings kann der VNB weiterhin über Termin-Allokationen relative Nutzungsrechte für Verteilnetzkapazität vergeben. Die Wertigkeit der relativen Nutzungsrechte hängt dabei weiterhin an den vorhandenen Endgeräten eines Nachfragers. Wird nun vom VNB eine Engpasssituation bei der Verteilnetzkapazität antizipiert und somit die Durchführung einer Akut-Kapazitätsallokation notwendig, können weiterhin die vergebenen relativen Rechte zur Kapazitätsnutzung Berücksichtigung finden.

Das folgende Beispiel soll der Veranschaulichung dienen. Aus Vereinfachungsgründen sind u. a. die Prio-Stufe 3 sowie Detailfragen der Ausgestaltung ausgeklammert, da dieses Beispiel lediglich die grundlegende Wirkungsweise illustrieren soll:

- **Traditionelle Lasten (Prio-Stufe 1):** Die Prio-Stufe für die traditionellen Lasten bleibt unverändert und für diese Nachfrage steht im üblichen Umfang weiterhin quasi uneingeschränkt Verteilnetzkapazität zur Verfügung
- **Neue Lasten (Prio-Stufen 2, 4 und 5):** Sobald ein Nachfrager in ein Endgerät der neuen Lasten investiert, erhält dieser – wie in Abschnitt 2.2.2.2.1 dargestellt – weiterhin in Abhängigkeit der Anzahl und Art seiner Endgeräte relative Rechte zur Nutzung der Verteilnetzkapazität. Bei Anschaffung einer Wärmepumpe bzw. eines Elektroautos erhält der Nachfrager z. B. relative Nutzungsrechte an der Verteilnetzkapazität in Höhe von 3 bzw. 2 kW in der Prio-Stufe 2a bzw. 2b (Basis-Kapazität). Zusätzlich werden dem Nachfrager für seine beiden Endgeräte relative Rechte an der Verteilnetzkapazität in der Prio-Stufe 4a bzw. 4b zugeteilt (Zusatz-Kapazität). Investiert der Nachfrager außerdem in einen lokalen Batteriespeicher für Arbitrage-Geschäfte am Strommarkt, erhält er zusätzlich Kapazität in der Prio-Stufe 5. Kommt es nun zu einer Knappheit bei der Verteilnetzkapazität, wird im Rahmen einer Akut-Allokation unter Berücksichtigung der Wertigkeit der relativen Rechte bzw. der Prio-Stufen die verfügbare Verteilnetzkapazität bei den einzelnen Nachfragern durch den VNB begrenzt. Die Kapazität der Prio-Stufe 5 wird also zunächst reduziert und nur wenn diese Reduktion nicht mehr ausreicht, erfolgt eine Reduktion der Kapazität in der Prio-Stufe 4 und anschließend in der Prio-Stufe 2. Die beschriebene Reihenfolge bei der Reduktion lässt sich auch auf die Priorisierung innerhalb einer Prio-Stufe übertragen (z. B. zwischen 2a und 2b bzw. 4a und 4b).

Eine Folge der fehlenden Möglichkeit der Messbarkeit des Verbrauchs und der Leistung einzelner Endgeräte ist allerdings, dass für den VNB nicht mehr nachvollziehbar ist, für welches Endgerät die zugestandenen Kapazitätsrechte von einem Nachfrager letztendlich verwendet wurden. In anderen Worten ausgedrückt, ergeben sich für den Nachfrager Möglichkeiten, für ein bestimmtes Endgerät zugestandene Kapazitätsrechte nun für andere eigene Endgeräte zu nutzen, sodass die Option einer „Nachfrager-internen Reallokation“ besteht.

Mögliche Nachteile, die mit dieser Nachfrager-internen Reallokation einhergehen können, sollen im Folgenden kurz betrachtet werden. Für die Beurteilung und Einordnung wird weiterhin auf die in

Abschnitt 2.2.2.1.1 formulierten Ziele des Zielsystems abgestellt. Der wesentliche Nachteil einer möglichen Nachfrager-internen Reallokation besteht darin, dass Nachfrager Verteilnetzkapazität, die ihnen eigentlich mit dem Ziel des Schutzes ihrer spezifischen Investitionen in eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug (bspw. die Basis-Kapazität in Pro-Stufe 2) zugestanden wurde, nun für Endgeräte nutzen können, die ursprünglich in Stufen mit geringerer Priorität verortet worden sind und somit anderen Nachfragern ggf. nicht ausreichend Verteilnetzkapazität für ihre Endgeräte aus der Prio-Stufe 4 zur Verfügung steht. Beispielsweise könnte ein Nachfrager Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 2 für das Laden des lokalen Batteriespeichers nutzen und im Fall eines Kapazitätsengpasses könnte dann einem anderen Nachfrager nicht mehr ausreichend Verteilnetzkapazität für die Nutzung seiner Wärmepumpe in Prio-Stufe 4 zur Verfügung stehen. Damit geht ferner einher, dass der Wert der relativen Rechte in der Prio-Stufe 4 (und ebenfalls von den Prio-Stufen 3 und 5) relativ gesehen abnehmen wird. Welchen negativen Einfluss diese Effekte auf das Ziel des Schutzes der spezifischen Investitionen in neue Lasten sowie auf die Lenkungswirkung zur Unterstützung einer effektiven und effizienten Gesamtsystemtransformation haben, kann an dieser Stelle nicht abschließend bewertet werden. Allerdings dürfte durch den Rückgriff auf Prio-Stufen bei der Allokation von Verteilnetzkapazität und die dabei wie bisher erfolgende Rechtevergabe in Abhängigkeit der Investitionen in Endgeräte der neuen Lasten sowie insbesondere durch den (nahezu) unveränderten Wert der relativen Rechte in der Prio-Stufe 2 weiterhin ein recht umfassender (Basis-)Schutz der spezifischen Investitionen bestehen. Hinsichtlich des distributiven Ziels des Schutzes kleiner Haushalte ist anzumerken, dass bei einem Nachfrager das Potential für eine Nachfrager-interne Reallokation dann besonders groß ist, wenn viele eigene Endgeräte der neuen Lasten existieren und somit Vorteile durch eine gewisse Durchmischung innerhalb des Haushalts realisiert werden können.

Bei den bisherigen Darstellungen in diesem Abschnitt wurde der Einfluss auf eine Zeitblock-Allokation nicht explizit thematisiert. In der für diesen Abschnitt angenommenen Konstellation würde der VNB bei einer Zeitblock-Allokation grundsätzlich genauso vorgehen wie bisher in diesem Abschnitt beschrieben und somit relative Rechte an Verteilnetzkapazität in Abhängigkeit von den vorhandenen Endgeräten der Nachfrager vergeben. Außerdem würde der VNB innerhalb des Zeitblocks optimieren und unter Berücksichtigung der verfügbaren Verteilnetzkapazität versuchen, die Nachfrage möglichst in den günstigsten Zeiteinheiten zu verorten. Dafür würde er jedem Nachfrager eine Kapazitätsobergrenze für jede Zeiteinheit des Zeitblocks vorgeben, die von diesem nicht überschritten werden darf. Dabei wäre dann ebenfalls eine Nachfrager-interne Reallokation möglich.

Im Übrigen würden bei der in diesem Abschnitt betrachteten Konstellation, in der nicht mehr jedes Endgerät der neuen Lasten viertelstundenscharf gemessen und direkt gesteuert werden kann, die Nachteile der in Abschnitt 2.2.2.4.1.3.2 diskutierten Reallokation von Verteilnetzkapazität unter Einbezug von Vertrieben weiter zunehmen.

ERGÄNZENDE BETRACHTUNG BEI VORLIEGEN DER ZÄHLER-KONSTELLATION (2)

Für die Zähler-Konstellation (2) werden folgend nur ergänzende Aspekte und Änderungen betrachtet, die sich im Vergleich zur Zähler-Konstellation (1) ergeben. Bei der Konstellation (2) werden die traditionellen Lasten gemeinsam mit allen Endgeräten der neuen Lasten über einen Zähler gemessen, der ein VS-Metering der gesamten Last des Verbrauchers ermöglicht. Ein Rückgriff auf Prio-Stufen kann

weiterhin wie bei der Zähler-Konstellation (1) erfolgen. Wird nun allerdings eine Knappheit bei der Verteilnetzkapazität antizipiert und damit die Durchführung einer Akut-Allokation notwendig, erfolgt diese grundsätzlich wie bei der Zähler-Konstellation (1) beschrieben, umfasst jedoch nun auch die Kapazitätsrechte in der Prio-Stufe 1 und damit die traditionellen Lasten. Aufgrund des hohen Werts der relativen Rechte in der Prio-Stufe 1 sollte jedoch de facto für die traditionellen Lasten zu keinem Zeitpunkt eine Knappheit auftreten.

Bei der Zähler-Konstellation (2) besteht weiterhin das bereits beschriebene Problem einer möglichen Nachfrager-internen Reallokation, welches sich nun jedoch auch auf die traditionellen Lasten beziehen kann. Im Unterschied zu vorher können im Knappheitsfall also nun auch die für die traditionellen Lasten zugestandenen Kapazitätsrechte der Prio-Stufe 1 für eine Nachfrager-interne Reallokation genutzt werden. Deswegen ist bei der vorliegenden Zähler-Konstellation (2) die den traditionellen Lasten zugestandene Kapazität der Prio-Stufe 1 in ihrer Höhe zu begrenzen, da ansonsten die Nachfrager ihre sämtliche Nachfrage und damit auch den Kapazitätsbedarf für die neuen Lasten über eine Nachfrager-interne Reallokation als Nachfrage der Prio-Stufe 1 „deklarieren“ könnten. In der Folge hat der VNB die Höhe des Kapazitätsbedarfs der traditionellen Lasten zumindest bei Nachfragern, die gleichzeitig auch neue Lasten besitzen, zu prognostizieren, was nicht ohne weiteres für jeden Zeitpunkt in adäquater Qualität möglich sein dürfte. Dabei ist zu beachten, dass eine zu geringe prognostizierte Kapazität für traditionelle Lasten zur Folge hat, dass die Nachfrager ihnen für neue Lasten zugestandene Kapazität für den Strombezug ihrer traditionellen Lasten nutzen müssten, während eine zu hoch prognostizierte Kapazität eine umfangreichere interne Reallokation durch den Nachfrager ermöglichen würde. Die Prognosefähigkeit des Kapazitätsbedarfs für die traditionellen Lasten durch den VNB hat damit Einfluss auf den Wert der relativen Kapazitätsrechte in den weiteren Prio-Stufen 2 bis 5.

Bei einer Zeitblock-Allokation würde der VNB wie bereits bei der Zähler-Konstellation (1) beschrieben vorgehen, wobei die für jeden Nachfrager vorgegebene Kapazitätsgrenze in einer Zeiteinheit nun auch die traditionellen Lasten beinhalten würde.

ALTERNATIVES VORGEHEN MIT NACHBILDUNG DER PRIO-STUFEN ÜBER EINE GESTUFTE (KAPAZITÄTS-)BEPREISUNG MIT BEZUG ZU ZÄHLER-KONSTELLATION (1)

Alternativ zum bisher vorgestellten Vorgehen bei der Kapazitätsallokation könnten die relativen Rechte für die Nutzung von Verteilnetzkapazität bzw. die Prio-Stufen nicht mehr anhand der vorhandenen Endgeräte eines Nachfragers, sondern über eine gestufte Bepreisung der Verteilnetzkapazität nachgebildet werden.¹⁶⁴ Eine gestufte Bepreisung bzw. die einzelnen Preise in den Stufen können dabei nach der Systematisierung in dieser Arbeit als vom VNB langfristig festgelegte Listenpreise eingeordnet werden. Aus Vereinfachungsgründen wird in diesem Abschnitt nur die Zähler-Konstellation (1) unterstellt und andere Zähler-Konstellationen ausgeklammert.

Da die Messung der traditionellen Lasten eines Nachfragers über einen eigenen herkömmlichen Zähler erfolgt, können sie weiterhin so wie bei der Zähler-Konstellation (1) beschrieben behandelt werden und

¹⁶⁴ Im Kasten 2 am Ende dieses Abschnitts wird kurz auf weitere Anwendungsfälle eingegangen, bei denen ebenfalls eine gestufte Bepreisung diskutiert bzw. bereits angewendet wird.

unterliegen keinem geänderten Bepreisungsregime. Die Prio-Stufen für die neuen Lasten werden über eine gestufte Bepreisung dargestellt, die Preissprünge an den Grenzen der Prio-Stufen vorsieht und somit sicherstellt, dass die Nutzung der Kapazität in den einzelnen Prio-Stufen unterschiedlich hoch bepreist wird.¹⁶⁵ Dabei wird die Kapazität der Prio-Stufe 2 mit dem geringsten Preis versehen und dieser steigt mit jeder weiteren Prio-Stufe. Die Nachfrager erhalten dabei in Abhängigkeit ihrer Endgeräte der neuen Lasten weiterhin relative Kapazitätsrechte für die verschiedenen Prio-Stufen. Wird nun eine Knappheit bei der Verteilnetzkapazität für eine Zeiteinheit prognostiziert, erfolgt über eine Akut-Allokation die Reduktion der Nachfrage beginnend mit dem am höchsten bepreisten Kapazitätsbereich.¹⁶⁶

Im Vergleich zum vorher diskutierten Vorgehen gehen mit der Nachbildung von Prio-Stufen über eine gestufte Bepreisung keine Vorteile einher. Vielmehr dürfte dieses Vorgehen zu zusätzlicher Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität und damit für die Nachfrager zu einer geringeren Absicherung ihrer spezifischen Investitionen in Endgeräte der neuen Lasten führen. Sofern die gestufte Bepreisung dauerhaft in jeder Zeiteinheit und damit unabhängig von einer (antizipierten) Knappheit von Verteilnetzkapazität Anwendung findet, würde ferner bei den Nachfragern eine eher gleichmäßige Nutzung von Verteilnetzkapazität angereizt werden. Gerade zu Zeiten, in denen der zentrale Strompreis gering ist und grundsätzlich eine Nachfrage bis zur Grenze der verfügbaren Verteilnetzkapazität problemlos möglich und aus Sicht des Gesamtstromsystems auch sinnvoll wäre, ist ein solcher Anreiz als problematisch anzusehen, da er dem Ziel einer möglichst umfangreichen Auslastung der Verteilnetzkapazität und ergänzend der Lenkung zur Unterstützung einer effektiven und effizienten Gesamtsystemtransformation entgegensteht.

Die in diesem Abschnitt als alternatives Vorgehen beschriebene Nachbildung der Prio-Stufen bei der Allokation von Verteilnetzkapazität über eine gestufte (Kapazitäts-)Bepreisung weist vom Grundgedanken her Ähnlichkeiten mit verschiedenen Ideen auf, die häufig unter dem Begriff der „(Steigenden) Blocktarife“ diskutiert werden.¹⁶⁷ In diesem Kasten soll daher kurz auf (Steigende) Blocktarife, die im Folgenden in dieser Arbeit als Blocktarife bezeichnet werden, und die zugehörigen zentralen Ausgestaltungsfragen eingegangen werden. Ferner soll ein kurzer Vergleich von Blocktarifen mit dem in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus und dabei insbesondere der Nachbildung der Prio-Stufen unter Rückgriff auf eine gestufte (Kapazitäts-)Bepreisung erfolgen.

Bei Blocktarifen bestehen grundsätzlich diverse Gestaltungsmöglichkeiten und folgend wird kurz auf die zentralen Aspekte bei der Ausgestaltung eingegangen. In der Regel sind Blocktarife darüber charakterisiert, dass für ein bestimmtes Gut eine gestufte Bepreisung in Abhängigkeit vom Verbrauch

¹⁶⁵ Alternativ wäre auch eine differenzierte Bepreisung von Strommengen oder eine Kombination aus Preissprüngen an den Grenzen der Prio-Stufen und einer differenzierten Bepreisung von Strommengen denkbar, was jedoch im Folgenden nicht weiter betrachtet wird.

¹⁶⁶ Bei einer alternativen Ausgestaltung unterliegt der Bereich der neuen Lasten nicht nur im Knappheitsfall dem dargestellten Bepreisungsregime. In diesem Fall würde das gestufte Bepreisungsregime unabhängig vom Vorliegen von Verteilnetzknappheiten für jede Zeiteinheit angewendet werden.

¹⁶⁷ Vgl. für eine Definition und die Anwendung im Wassersektor MERAN / HIRSCHHAUSEN (2017), HIRSCHHAUSEN ET AL. (2017) oder MERAN / SIEHLOW / VON HIRSCHHAUSEN (2021, S. 147 ff.). Im Kontext gestiegener Erdgaspreise schlagen DULLIEN / WEBER (2022) die Einführung eines Blocktarifs für Erdgaskunden vor, wobei die Autoren ihren Vorschlag selbst als „Gaspreisdeckel“ bezeichnen.

eines Haushalts bzw. Nachfragers existieren, wobei die Bepreisung regelmäßig zentral festgelegt wird und die Preise an den vorgesehenen Stufen ansteigen und nicht absinken. Blocktarife beziehen sich dabei häufig auf Mengen wie bspw. den Wasser- oder Gasverbrauch eines Nachfragers. Alternativ wäre allerdings auch denkbar, dass sich der Blocktarif auf eine Kapazität oder Leistung bspw. bei leitungsgebundener Infrastruktur wie Wasser- oder Gasnetzkapazitäten bezieht. Ein wichtiges Gestaltungsmerkmal bei Blocktarifen ist das Kriterium bzw. sind die Kriterien, an denen die Stufen der gestuften Bepreisung geknüpft sind. Nicht selten korrespondiert dabei dieses Kriterium mit dem eigentlichen Ziel des Blocktarifs bzw. der Motivation für dessen Einführung.

Da bei Blocktarifen häufig distributive Effekte im Vordergrund stehen und bspw. die Grundversorgung von Nachfragern mit dem jeweiligen Gut zu einem günstigen Preis angestrebt wird, stellt sich die Frage, an welches Kriterium die Grundversorgung und damit auch die Stufen der gestuften Bepreisung geknüpft werden sollen. Denkbar wären bspw. für die Wasser- oder Gasversorgung, dass der Grundbedarf an Trinkwasser oder der Gasbedarf für Warmwasser sowie Raumwärme an die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen oder die Wohnfläche geknüpft ist. Neben Verteilungsfragen wird bei der Anwendung von Blocktarifen häufig noch diskutiert, welche (Fehl-)Anreize zur Wasser- oder Energieeinsparung für Nachfrager bestehen können, wenn Nachfrager durch die gestufte Bepreisung bestehenden Knappheitssignalen, z. B. in Form von „Knappheitspreisen“, nicht (vollumfänglich) ausgesetzt sind. Wird im Übrigen angenommen, dass der erste Block des Blocktarifs lediglich den Grundbedarf eines Nachfragers für das betrachtete Gut abdecken soll und auch das Wissen vorliegt, den Tarif entsprechend zu gestalten, dürfte für diesen ersten Block kurzfristig eine relativ unelastische Nachfrage vorliegen und somit keine bzw. kaum Möglichkeiten zur Einsparung von Mengen und damit für Effizienzmaßnahmen bestehen. Allerdings ist bei einem mittel- bis längerfristigen Betrachtungshorizont ebenfalls zu beachten, welche Auswirkung die Gestaltung eines Blocktarifs bzw. einer gestuften Bepreisung auf (gewünschte) längerfristige Lenkungswirkungen im Sektor und damit auf zukünftige Investitionsentscheidungen wie z. B. zur Reduktion des Wasserverbrauchs, bei der Wahl des Heizungssystems oder dem angestrebten Dämmungsniveau bei Gebäuden hat.

Weitere zentrale Gestaltungsoptionen bei Blocktarifen können sein, ob der Preis in allen Preisstufen nach einem Kriterium gesetzt wird oder ob auch unterschiedliche Kriterien für die Preissetzung in den verschiedenen Stufen herangezogen werden (z. B. eine Kombination aus festgelegten bzw. geplanten Preisen¹⁶⁸ und Marktpreisen). Ferner könnte der Preis in der höchsten Stufe des Tarifs, den ein Nachfrager durch seine Nachfrage erreicht, auch für den gesamten Verbrauch eines Nachfragers gelten, was jedoch eine eher ungewöhnliche Ausgestaltung wäre, da bei Blocktarifen regelmäßig der Preis einer Stufe für den Verbrauch dieser Stufe durch den Nachfrager zu zahlen ist. Außerdem können Blocktarife für eine dauerhafte Anwendung gestaltet sein oder nur Anwendung finden, wenn zuvor ein gewisses Kriterium erfüllt ist, wie bspw. eine besondere Knappheit eines Gutes oder ein bestimmtes Preisniveau festgestellt wurde.

Im Gegensatz zu dem in dieser Arbeit entwickeltem Ansatz des Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus stehen bei Blocktarifen häufig eher distributive Effekte im Vordergrund. Diese Effekte spielen zwar auch bei der Gestaltung von Prio-Stufen für Verteilnetzkapazität eine Rolle, jedoch zielt der Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus mit dem Rückgriff auf relative Rechte und Prio-Stufen auf die Absicherung von Spezifität auf der Nachfragerseite ab, wodurch auch Investitionsentscheidungen sowie längerfristigen Lenkungswirkungen beeinflusst werden. Es ist allerdings anzumerken, dass mit den aufgezeigten Gestaltungsmöglichkeiten Blocktarife grundsätzlich

¹⁶⁸ Vgl. WEBER (2021) für die Rolle und die Anwendung von (staatlich) geplanten Preisen bei der Marktformdebatte in China.

ebenfalls so gestaltet werden können, dass mit diesen eine bei den Nachfragern vorliegende Spezifität adressiert werden kann. Im Übrigen führt eine gestufte Bepreisung von Kapazität bei leitungsgebundener Infrastruktur grundsätzlich zu Anreizen für eine eher gleichmäßige Auslastung der Kapazität, was z. T. intendiert und teilweise – wie bei Stromverteilnetzkapazität im Kontext zeitlich unterschiedlich hoher zentraler Strompreise – gerade nicht gewünscht bzw. vorteilhaft ist.

Kasten 2: Kurzüberblick über die Ausgestaltung gestufter Bepreisung und deren (weitere) Anwendungsfälle

2.2.2.4.2.3 Auflösung weiterer Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen

In den vorherigen beiden Abschnitten wurde bereits der Einfluss veränderter technischer und weiterer Annahmen auf die Gestaltung des Allokationsmechanismus von knapper Verteilnetzkapazität diskutiert. Zusätzlich zu den veränderten Annahmen im Bereich des Messwesens und des Durchsetzungskonzeptes in Form direkter Steuerungsmöglichkeiten des VNB sollen in den folgenden beiden Abschnitten der Einfluss weiterer technischer, prozeduraler und informatorischer Voraussetzungen auf die Gestaltung der Kapazitätsallokation betrachtet werden. Zunächst wird dafür in Abschnitt 2.2.2.4.2.3.1 die Annahme aufgelöst, dass beim VNB stets ein ausreichendes Auslastungsverständnis über das Verteilnetz vorhanden ist. Im weiteren Abschnitt 2.2.2.4.2.3.2 wird dann diskutiert, welche Auswirkungen fehlende permanente Interaktionsmöglichkeiten zwischen VNB und den Nachfragern haben. Für die Betrachtungen wird dabei vereinfachend angenommen, dass die Zähler-Konstellation (1) vorliegt und der VNB die Endgeräte der neuen Lasten weiterhin direkt steuern kann.

2.2.2.4.2.3.1 Auslastungsverständnis beim VNB nicht im ausreichenden Maße vorhanden

Für die bisherigen Analysen wurde im Abschnitt 2.2.1.2 die Annahme getroffen, dass beim VNB ein ausreichendes Auslastungsverständnis vorliegt. In diesem Abschnitt wird diese Annahme aufgelöst und vielmehr angenommen, dass beim VNB nicht bzw. nicht zu jedem Zeitpunkt ein umfassendes Auslastungsverständnis vorliegt.

Als mögliche Ursachen hierfür lassen sich bei vereinfachter Darstellung zwei grundlegende Argumente anführen. Zunächst einmal könnten die Kosten für den Aufbau der notwendigen Sensorik im Verteilnetz sowie der Informationstechnik (IT) zum Verarbeiten von Datensätzen und/oder die Kosten des Betriebs eine Höhe aufweisen, die gegen die Herstellung eines umfangreichen Auslastungsverständnisses seitens des VNB sprechen. Ein weiteres Argument kann das nicht ausreichende Wissen des VNB über die vorliegende bzw. zukünftige Nachfrage oder über das technische Verständnis sein. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich sowohl bei den Kosten für die notwendige Messtechnik und Sensorik als auch den Kosten für den Wissensaufbau überwiegend um Fixkosten handelt und die laufenden (Betriebs-)Kosten eher von untergeordneter Relevanz sein dürften. Zusätzlich dürften bei den (Netz-)Betriebsmitteln mögliche Mehrkosten beim Austausch zum Ende der (technischen) Nutzungsdauer keine relevante Höhe aufweisen. Aus diesen Gründen ist anzunehmen, dass der VNB zumindest mittelfristig recht problemlos in der Lage sein sollte, ein ausreichendes Auslastungsverständnis für das Verteilnetz aufzubauen. Gleichwohl wird im Folgenden kurz auf die Auswirkungen bei der Gestaltung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus und einer Zeitblock-Allokation eingegangen, wenn kein umfassendes Auslastungsverständnis beim

VNB vorliegt. Wie auch bereits in den vorherigen Abschnitten werden dabei nicht sämtliche Aspekte diskutiert, sondern in einer vereinfachten Darstellung nur auf die wesentlichen Auswirkungen als Folge der angepassten Annahme eingegangen.

Liegt beim VNB kein ausreichendes Auslastungsverständnis über das Verteilnetz vor und besteht somit eine gewisse Unsicherheit über die tatsächliche Auslastung der Betriebsmittel, wird der VNB diese nur anteilig auslasten können. Vom VNB wird also ein gewisser Sicherheitspuffer bei den (Netz-)Betriebsmitteln eingeplant werden, was c. p. dazu führt, dass die für die Nachfrager tatsächlich verfügbare und damit nutzbare Verteilnetzkapazität sinken wird.¹⁶⁹ Der VNB hat in diesem Fall nun erstens die Möglichkeit, den Wert der relativen Rechte in den Prio-Stufen für die Nachfrager zu senken, da bei konstanter Nachfrage bzw. Anzahl von Endgeräten in einer Prio-Stufe häufiger Kapazitätsengpässe – insbesondere in den Prio-Stufen 3 bis 5 – zu erwarten sind, was die Wahrscheinlichkeit einer reduzierten Nutzbarkeit der Endgeräte erhöht. Alternativ kann der VNB die Menge der relativen Nutzungsrechte in einer Prio-Stufe reduzieren, um den relativen Wert der Rechte an Verteilnetzkapazität in den Prio-Stufen (nahezu) beibehalten zu können. Außerdem wäre auch eine Kombination der beiden Ansätze denkbar. Ferner kann der VNB für die verschiedenen Prio-Stufen auch unterschiedlich vorgehen. So ist z. B. auch denkbar, dass der VNB die Anzahl und die Wertigkeit der relativen Rechte an Verteilnetzkapazität in einzelnen Prio-Stufen unverändert lässt (z. B. in den Prio-Stufen 1 und 2) und sich damit der zusätzlich notwendige Sicherheitspuffer als Folge eines fehlenden Auslastungsverständnisses des VNB nur auf die Nutzungsrechte in einzelnen Prio-Stufen (bspw. Prio-Stufen 3 bis 5) negativ auswirkt.

Im Bereich der Akut-Allokation wird der VNB in Abhängigkeit von der Höhe der Unsicherheit über die tatsächliche bzw. zukünftige Auslastungssituation ebenfalls einen größeren Sicherheitspuffer einkalkulieren. Der VNB wird damit auch weniger Last in die Zeiteinheiten mit den günstigsten zentralen Strompreisen zulassen bzw. bei einer Zeitblock-Betrachtung in diesen Zeiteinheiten verorten können, was in Hinblick auf die Vermeidung einer ineffizienten Nachfrageverdrängung bzw. der effizienten Ausnutzung der Verteilnetzkapazität negativ zu beurteilen ist. Für die Nachfrager wird damit c. p. der durchschnittliche zentrale Strompreis für die neuen Lasten (potentiell) steigen. Damit sinkt gleichzeitig das Potential für die Verschiebung der neuen Lasten in Abhängigkeit der Knappheit des zentralen Stromangebots und damit die Möglichkeit, neue Lasten als flexible Nachfrage für den Ausgleich der Einspeisung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu nutzen.

Für die Beantwortung der Frage, in welchem Umfang bzw. Höhe ein Auslastungsverständnis beim VNB als Voraussetzung für einen anspruchsvollen Kapazitätsallokationsmechanismus vorliegen sollte, ist eine Abwägung zwischen den Kosten für die Schaffung eines umfangreichen Auslastungsverständnisses mit den Kosten, die durch die geringere durchschnittliche Kapazitätsausnutzung aufgrund der zusätzlich notwendigen Sicherheitspuffer entstehen. Aufgrund der beschriebenen Kostenstruktur für die Schaffung eines gewissen Auslastungsverständnisses kann unterstellt werden, dass es für den VNB zumindest mittelfristig möglich ist und auch sinnvoll erscheint,

¹⁶⁹ Hierbei wird weiterhin eine mögliche Kapazitätserweiterung durch Verteilnetzausbau ausgeklammert, da diese erst im folgenden Kapitel 3 thematisiert wird.

ein für (anspruchsvolle) Kapazitätsallokationsmechanismen hinreichendes Auslastungsverständnis zu schaffen. Allerdings sind gerade bei einer etwas längerfristigen Betrachtung auch die Interdependenzen mit dem Vorgehen bei der Kapazitätsauslegung bei Stromverteilnetzen und damit der Rolle von Kapazitätsallokationsmechanismen zu beachten, die allerdings erst im nachfolgenden Kapitel 3 diskutiert werden.

2.2.2.4.2.3.2 Keine permanenten Interaktionsmöglichkeiten zwischen VNB und Nachfrager

Als eine weitere Voraussetzung wurde in Abschnitt 2.2.1.2 für die bisherigen Analysen angenommen, dass permanente Interaktionsmöglichkeiten zwischen dem VNB und allen Nachfragern bestehen. Dabei kann es sich um einen Austausch von Informationen zum Nachfragebedarf sowie der Verfügbarkeit einzelner Endgeräte oder aber auch um Steuerungssignale handeln. Wenn die Erzeugungsseite ebenfalls mit in die Betrachtung einbezogen würde, wären auch die Interaktionsmöglichkeiten mit den Anlagen zur Einspeisung lokaler Erzeugung zu beachten.

Liegt nun zwischen VNB und den Nachfragern keine permanente Interaktionsmöglichkeit vor, ist zu klären, welchen Einfluss diese Situation auf die Gestaltung der Kapazitätsallokation hat. Wenn keine permanenten Interaktionsmöglichkeiten bestehen, sind die Nachfrager und der VNB auf den letzten (Informations-)Stand der Interaktion angewiesen, bis eine erneute Interaktion erfolgt. Dabei ist (bspw. über eine entsprechende Pönale) sicherzustellen, dass sich alle beteiligten Akteure an die Vorgaben aus der letzten Interaktion halten, um eine Überlastung von Betriebsmitteln zu vermeiden.¹⁷⁰ Fehlende permanente Interaktionsmöglichkeiten erhöhen c. p. die Unsicherheit aufseiten des VNB. Dieser wird daher einen zusätzlichen Sicherheitspuffer bei der Verteilnetzkapazität einplanen. Neben dem Umfang des Auslastungsverständnisses über das Verteilnetz ist die Höhe des Sicherheitspuffers vor allem durch das Potential des möglichen Abweichens vom letzten Stand der Interaktion eines Nachfragers, der Anzahl und Häufigkeit der möglicherweise abweichenden Nachfrager, mit denen keine permanente Interaktion möglich ist, und der Rolle von Durchmischungseffekten zwischen den Nachfragern bestimmt.

Letztlich besteht auch bei der Auflösung der Annahme von stets vorhandenen permanenten Interaktionsmöglichkeiten zwischen VNB und den Nachfragern eine Abwägung zwischen den Kosten für die Sicherstellung von permanenten Interaktionsmöglichkeiten und den Kosten, die durch den ansonsten einzuplanenden zusätzlichen Sicherheitspuffer bei der Verteilnetzkapazität entstehen.

2.2.2.4.2.4 Fazit

Im Abschnitt 2.2.1.2 wurden weitreichende Annahmen zu technischen, prozeduralen und weiteren Voraussetzungen für die Durchführung der Kapazitätsallokation getroffen. Durch dieses Vorgehen waren annahmegemäß die Voraussetzungen für anspruchsvolle Allokationslösungen erfüllt, sodass losgelöst von möglichen technischen und prozeduralen Einschränkungen diskutiert werden konnte,

¹⁷⁰ Zu diskutieren wäre, ob ein das Verteilnetz entlastendes abweichendes Verhalten im Vergleich zur letzten Interaktion ebenfalls zu pönalisieren ist. Zunächst einmal erscheint der Verzicht auf Pönalisierung nachvollziehbar. Allerdings wäre zu klären, ob ein solches Vorgehen dazu führen könnte, dass Nachfrager (bzw. von denen beauftragte Dienstleister wie bspw. Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) auf diese Weise zusätzlichen Fehlanreizen unterliegen würden, die in Summe des (nicht abgestimmten) Verhaltens der Nachfrager zu weiteren ungewünschten Situationen führen können.

welche Ausgestaltungsoptionen bei der Allokation von Verteilnetzkapazität grundsätzlich bestehen und sinnvoll sind. In diesem Abschnitt wurden diese weitreichenden Annahmen nun einzeln aufgelöst und die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf die Gestaltung eines Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus und einer Zeitblock-Allokation diskutiert.

Für die Bereiche des Messwesens und damit der Zähler-Ausstattung bei den Nachfragern sowie der Fähigkeit des VNB, Ladevorgänge direkt zu steuern oder Kapazitätsgrenzen (für einzelne Endgeräte, die Summe der neuen Lasten oder den Hausanschluss eines Nachfragers) vorzugeben, wurden zunächst die bestehenden Interdependenzen und Auswirkungen auf die Gestaltung eines Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus aufgezeigt. Außerdem konnte gezeigt werden, dass bei einer gemeinsamen Messung aller Endgeräte der neuen Lasten eines Nachfragers und fehlenden direkten Steuerungsmöglichkeiten seitens des VNB zwar weiterhin relative Rechte anhand der bei den Nachfragern vorhandenen Endgeräte vergeben werden können, die Nachfrager allerdings die zugestandenen relativen Nutzungsrechte für eine sogenannte Nachfrager-interne Reallokation nutzen können, was im Lichte des in dieser Arbeit unterstellten Zielsystems insbesondere dann als negativ zu beurteilen ist, wenn Nachfrager die ihnen zugestandenen Kapazitätsrechte für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen nutzen, um im Knappheitsfall damit einen Batteriespeicher zu laden. Einer Nachfrager-internen Reallokation könnte jedoch entgegengewirkt werden, wenn weiterhin entweder ein VS-Metering eines jeden Endgeräts erfolgt oder alternativ die Möglichkeit der direkten Steuerung jedes Endgeräts durch den VNB besteht.

Ein fehlendes Auslastungsverständnis des VNB über das Verteilnetz sowie keine permanente Interaktionsmöglichkeit zwischen VNB und den Nachfragern führen jeweils dazu, dass beim VNB eine größere Unsicherheit hinsichtlich der (erwarteten) Nutzung von Verteilnetzkapazität besteht, weshalb der VNB zusätzliche Sicherheitspuffer bei der Allokation von Verteilnetzkapazität einplanen wird. Damit sinkt potentiell die tatsächlich für die Nachfrager verfügbare Verteilnetzkapazität. In der Folge besteht eine Abwägung zwischen den Kosten, die für die technischen, prozeduralen oder weiteren Voraussetzungen anfallen und den Kosten, die durch die Notwendigkeit eines größeren Sicherheitspuffers entstehen. Für die Beantwortung dieser Abwägungsfrage ist eine detaillierte Betrachtung der Kosten notwendig, die für die technischen, prozeduralen oder weiteren Voraussetzungen zur Durchführung der Kapazitätsallokation anfallen. Dabei ist zunächst die Kostenstruktur zu berücksichtigen, da ein nicht geringer Anteil für den Aufbau von technischen und prozeduralen Voraussetzungen durch einen großen Fixkostenanteil gekennzeichnet sind. Außerdem ist zu beachten, dass die anfallenden Kosten maßgeblich durch die Ausgestaltung des institutionellen Rahmens beeinflusst werden. Insbesondere die Qualität und der Grad von Standardisierungen (z. B. bei Kommunikationswegen, -protokollen, Daten und Informationen etc.) sowie die Organisation des Aufbaus und dabei die Berücksichtigung von Skalen- und Dichteeffekten dürften einen relevanten Einfluss haben.

Eine detaillierte und abschließende Beurteilung der genannten Abwägung konnte in dieser Arbeit nicht erfolgen, da für eine umfassende Analyse u. a. die Erkenntnisse aus technisch-systemischen Analysen zu notwendigen Betriebsmitteln und Prozessen und die damit einhergehenden Kosten sowie deren Struktur, zum Umfang und der Ausgestaltung von Standards und Normen, den Folgen von zusätzlichen

Sicherheitspuffern im Verteilnetz und der Möglichkeit einer ggf. nur partiellen Schaffung der genannten Voraussetzungen für die Kapazitätsallokation einzubeziehen wären. Neben (institutionen-)ökonomischen Erkenntnissen wären bei der Analyse der Organisation zusätzlich juristische Aspekte zu berücksichtigen, um eine effektive und effiziente Gestaltung des institutionellen Rahmens für die Schaffung der genannten Voraussetzungen für (anspruchsvolle) Kapazitätsallokationsmechanismen im Stromverteilnetz sicherstellen zu können. Aus den genannten Gründen konnte in dieser Arbeit kein abschließendes Fazit zu den aufgezeigten Abwägungsfragen gezogen werden.

2.2.2.4.3 Wesentliche Herausforderungen und Vorgehen bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken

In diesem Abschnitt wird das Vorgehen bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken diskutiert.¹⁷¹ Die Grundannahme in dieser Arbeit, dass die Zeitblöcke und (speziellen) Produkte durch einen (zentralen) öffentlichen Akteur wie z. B. den VNB gestaltet werden, der dabei ggf. zentrale Vorgaben zu beachten hat, wird auch in diesem Abschnitt nicht in Frage gestellt. Im Mittelpunkt der Betrachtung steht außerdem nicht das konkrete Vorgehen für ein bestimmtes Produkt oder einen bestimmten Zeitblock, sondern es soll vielmehr auf wesentliche Herausforderungen eingegangen und das grundsätzliche Vorgehen bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken diskutiert werden.¹⁷²

GRUNDSATZASPEKTE: (LANGFRISTIGE) VERLÄSSLICHKEIT UND FLEXIBILITÄT SOWIE (OPTIMALE) DIFFERENZIERUNG

Die Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken sowie mögliche Änderungen an der Gestaltung im Zeitverlauf können einen nicht unerheblichen Einfluss auf die für neue Lasten verfügbare Verteilnetzkapazität und die zu zahlenden Preise für einzelne Nachfrager haben. Hierbei besteht ein Zielkonflikt zwischen einer gewissen Verlässlichkeit für die Nachfrager und einer Flexibilität für den VNB, die eine Anpassung an veränderte Umweltbedingungen erlaubt. Mit dieser Abwägung eng verbunden ist die Frage der (optimalen) Differenzierung bei der Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken. Im Folgenden werden diese Punkte detaillierter betrachtet und es werden Schlussfolgerungen für das Vorgehen bei der Festlegung und möglichen Anpassungen bei (speziellen) Produkten und Zeitblöcken abgeleitet.

Bei der Gestaltung und Änderung von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken spielt zunächst die Berücksichtigung einer gewissen Verlässlichkeit für Nachfrager eine zentrale Rolle. Da die Investition von Nachfragern in neue Lasten eine gewisse Spezifität aufweisen, kann es bei der Festlegung und bei umfassenden Änderungen an (speziellen) Produkten und Zeitblöcken, die mit Veränderungen an der

¹⁷¹ Die Definition des Begriffs sowie die Nutzung von (speziellen) Produkten im Rahmen eines Prioritätsrechtebasierten Kapazitätsallokationsmechanismus sind in Abschnitt 2.2.1.1 (sowie Abschnitt 2.2.2.3.2.3) erläutert. Die Verwendung von Zeitblöcken und damit der Rückgriff auf eine Zeitblock-Allokation wird in Abschnitt 2.2.2.3 thematisiert.

¹⁷² Da weiterhin ein Ein-Ebenen-System betrachtet wird, spielt die Heterogenität zwischen verschiedenen Verteilnetzgebieten in diesem Abschnitt keine Rolle. Siehe für eine Betrachtung im Mehrebenensystem bzw. konkret in einem Zwei-Ebenen-System Abschnitt 2.2.3.

Priorisierung und damit (längerfristigen) Kapazitätszusagen an Nachfrager einhergehen können, zu einer (teilweisen) Entwertung der bereits getätigten Investitionen in neue Lasten kommen. Ferner dürften Nachfrager ein derartiges Verhalten bei zukünftigen Investitionsentscheidungen in neue Lasten antizipieren und ggf. nicht oder nicht im gewünschten Umfang in entsprechende Endgeräte investieren.¹⁷³

Dem gegenüber steht die Notwendigkeit, (spezielle) Produkte und Zeitblöcke neu festzulegen oder im Zeitverlauf ggf. anpassen zu können. Ursächlich für diesen Bedarf an Flexibilität könnten zunächst einmal zukünftige Änderungen an den Nachfragerpräferenzen sein, die z. B. durch im Zeitverlauf geänderte Ankunfts- und Abfahrtszeiten bei Elektrofahrzeugen oder die durchschnittlich gewünschten Strommengen pro Nacht bedingt sind. Einen weiteren Einflussfaktor stellt der bestehende Wissensstand des VNB dar und welcher Wissenszuwachs beim VNB zukünftig noch zu erwarten ist. Wird erwartet, dass der VNB erst im Zeitverlauf, d. h. nach der (erstmaligen) Definition von (speziellen) Produkten und Zeitblöcken ein umfangreiches Wissen, z. B. bezüglich der grundsätzlich verfügbaren Verteilnetzkapazität oder der Nachfragerpräferenzen, aufbauen kann, dürfte es in der Folge eher geboten sein, Anpassungen an der Ausgestaltung der (speziellen) Produkte und Zeitblöcke vorzunehmen, da auf diese Weise bspw. die Höhe von Sicherheitspuffern bei der Verteilnetzkapazität gesenkt werden können oder die Dauer der (speziellen) Produkte und Zeitblöcke so gestaltet werden können, dass diese besser zu den Ankunfts- und Abfahrtszeiten der Elektrofahrzeuge passen.

Neben Änderungen bei bestehenden Nachfragern können auch hinzukommende Nachfrager zu Änderungen am bisherigen Durchschnitt der Nachfragerpräferenzen führen. Dabei stellt sich die Frage, inwiefern der VNB bereits Wissen über die Präferenzen der hinzukommenden Nachfrager besitzt bzw. in welchem Umfang er diese antizipieren kann. Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass das Verhalten der hinzukommenden Nachfrager auch durch die bereits etablierten (speziellen) Produkte oder Zeitblöcke beeinflusst sein kann und somit die Präferenzen hinzukommender Nachfrager nur bedingt durch deren Verhalten nach dem Kauf von speziellen Produkten bzw. der Teilnahme am Zeitblock beobachtbar sind. Aus diesem Grund könnte der VNB das Wissen über hinzukommende Nachfrager entweder über entsprechende Erhebungen „einholen“ oder eine Art „Probephase“ einführen, in der neue Nachfrager nicht sofort spezielle Produkte erwerben können oder an der Zeitblock-Allokation teilnehmen. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass für die Nachfrager in der „Probephase“ keine Anreize bestehen, ein bestimmtes strategisches Verhalten an den Tag zu legen, aus dem sie später Vorteile erlangen könnten.

Zusätzlich könnte sich ein Änderungsbedarf an den (speziellen) Produkten oder den Zeitblöcken auch ergeben, wenn sich über einen gewissen Zeitraum und damit quasi dauerhaft das Niveau der zentralen Strompreise zu bestimmten Zeiten ändert. In diesem Fall wäre es denkbar, dass der VNB versucht, Produkte anzupassen und den Beginn und das Ende von Zeitblöcken so zu verschieben, dass weitere Zeiteinheiten, die vorher außerhalb, jedoch am Rande des Zeitblocks lagen, mit in den Zeitblock zu

¹⁷³ Vgl. hierzu auch die Darstellung der Eigenschaften von Lasten in Abschnitt 2.1.3 sowie das für die Analysen aufgestellte Zielsystem in Abschnitt 2.2.2.1.1.

integrieren (und vice versa), um auf diese Weise möglichst den durchschnittlichen zentralen Strompreis während des Zeitblocks zu senken.

WESENTLICHE HERAUSFORDERUNGEN BEI DER DEFINITION VON ZEITBLÖCKEN

Zum Umgang mit dem vorstehend dargestellten Zielkonflikt dürfte es sich anbieten, die grundlegenden Regeln für den Zeitblock inkl. der Prio-Stufen und des Mechanismus zur Kapazitätsallokation mit einem längerfristigen Horizont festzulegen und auf diese Weise ein grundsätzlich langfristiges Commitment an die Nachfrager abzugeben. Besteht aus Sicht des VNB mittel- bzw. kurzfristiger Anpassungsbedarf an den bestehenden Festlegungen des Zeitblocks, wie bspw. durch sich ändernde Nachfragerpräferenzen bzw. an den Rändern durch saisonale Schwankungen oder Änderungen bei den zentralen Strompreisen, sollte der VNB beachten, welche Auswirkungen durch Änderungen am Zeitblock für die Nachfrager entstehen. Um eine opportunistische Behandlung der Nachfrager bei Anpassungen zu vermeiden, sollte der VNB die Anpassungen möglichst frühzeitig ankündigen und die einzelnen Schritte entsprechend erläutern. Das Ziel des VNB sollte dabei stets auch der Aufbau einer gewissen Reputation sein, damit Nachfrager das zukünftige Verhalten des VNB und damit die zukünftigen Anpassungen besser antizipieren können, wodurch die mit potentiellen Anpassungen einhergehende Unsicherheit zumindest teilweise reduziert werden kann. Ferner könnte der VNB auch über gewisse Härtefallregelungen nachdenken, indem z. B. für einzelne Nachfrager längere Übergangsfristen vorgesehen werden. Diese Aspekte werden besonders relevant sein, wenn der VNB einen Änderungsbedarf an grundlegenden Regelungen des Zeitblocks vorsieht.

Die vorherigen Überlegungen können auch als Grundlage für eine rechtliche Verankerung der Zeitblockregelungen dienen. So könnte die grundsätzliche Festlegung von Zeitblöcken sowie die Existenz von Prio-Stufen (inkl. gewisser (Mindest-)Kapazitäten in einzelnen Stufen), die grundsätzliche Festlegung des Kapazitätsallokationsmechanismus, der Rahmen für die Bepreisung und Fristen für die Anpassung von Detailregelungen gesetzlich (und ggf. ergänzend in Verordnungen) geregelt werden. Um die Notwendigkeit einer gewissen Flexibilität zu adressieren, könnten dem VNB die Ausgestaltung und Anpassung weiterer Details obliegen (wie u. a. kleinere Änderungen bei den Randzeiten des Zeitblocks, über die gesetzliche Regelung hinausgehende Kapazitätsfestlegungen in einzelnen Prio-Stufen sowie die Details bei der Festlegung der Bepreisung von Kapazität und Strommengen). Grundsätzlich wäre es dabei auch denkbar, dass der VNB zumindest bestimmte Anpassungswünsche und Festlegungen dem Regulierer mitzuteilen bzw. zur Genehmigung vorzulegen hat.

Im Kontext der Definition von Zeitblöcken stellt sich im Übrigen auch die Frage nach der (optimalen) Differenzierung bei Zeitblöcken. So ist u. a. zu entscheiden, in welchem Umfang (sich ggf. auch zeitlich überlappende oder gerade nicht zeitlich überlappende) unterschiedliche Zeitblöcke angeboten werden sollen und in welchem Umfang eine Optimierung über verschiedene Zeitblöcke hinweg erfolgen sollte. Beispielsweise stellt sich bei der Arbeitgeber-B-LI die Frage, in welchem Umfang Besonderheiten einzelner Arbeitgeber durch die Definition individueller Zeitblöcke Berücksichtigung finden sollten (um bspw. unterschiedliche Ankunfts- und Abfahrtszeiten infolge üblicher Arbeitszeiten berücksichtigen zu können). Diese Gestaltungsfrage kann als eine Frage der (optimalen) Regeldifferenzierung eingeordnet werden. Hierbei ist stets zwischen einer möglichst passenden Gestaltung der Zeitblöcke infolge

heterogener Anforderungen und einer gewissen Standardisierung, um die Komplexität der Regelung zu begrenzen, abzuwägen.

Die bisherigen Überlegungen sind bisher für ein Ein-Ebenen-System und damit für ein einzelnes Verteilnetzgebiet erfolgt. Im späteren Abschnitt 2.2.3 wird die Thematik erneut aufgegriffen und mit Bezug zu einem Zwei-Ebenen-System diskutiert.

ERGÄNZENDE BETRACHTUNG BEI DER DEFINITION VON (SPEZIELLEN) PRODUKTEN

Die vorstehenden Überlegungen zum Vorgehen bei der Definition und Anpassung von Zeitblöcken lassen sich grundsätzlich auch auf die Gestaltung von (speziellen) Produkten übertragen. Bei der Definition von (speziellen) Produkten besteht ebenfalls die Notwendigkeit, dass Nachfragern eine gewisse Verlässlichkeit zugesichert wird, um bestehende spezifische Gewohnheiten von Nachfragern, die bisher über den Kauf von speziellen Produkten abgedeckt wurden, in einem gewissen Umfang abzusichern. Allerdings können sich insbesondere die Präferenzen der Nachfrager im Zeitverlauf ändern sowie sich der Wissensstand des VNB über die Nachfragerpräferenzen verbessern, womit sich ebenfalls die Frage nach der Anpassung der angebotenen (speziellen) Produkte stellt, um dauerhaft eine hinreichende Passgenauigkeit der (speziellen) Produkte sicherstellen zu können. Die im vorherigen Abschnitt dargestellten möglichen Lösungsansätze zum Umgang mit dieser Abwägungsfrage können daher analog auch auf die Definition und Anpassung von (speziellen) Produkten für Verteilnetzkapazität übertragen werden.

Eine deutlich komplexere Frage ist die nach Art und Umfang des Angebots unterschiedlicher (spezieller) Produkte durch den VNB und damit die der (optimalen) Differenzierung von (speziellen) Produkten. Ein stark differenziertes Angebot von (speziellen) Produkten erhöht einerseits die Wahrscheinlichkeit, dass die individuellen Präferenzen von Nachfragern berücksichtigt werden können (z. B. hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager oder deren Risikoaversion). Andererseits kann mit einem differenzierten Angebot die Komplexität bei der Kapazitätsallokation stark ansteigen und auch im Zeitverlauf anstehende Anpassungen dürften schwieriger umzusetzen sein. Aufgrund einer vermutlich eher begrenzten Heterogenität zwischen den Präferenzen der Nachfrager und um die Transaktionskosten der Regelung zu begrenzen, sollte das Angebot von verschiedenen (speziellen) Produkten eher nicht zu umfangreich ausfallen und möglichst trotzdem sicherstellen, dass die (speziellen) Produkte übliche bzw. häufiger auftretende Präferenzen der Nachfrager abdecken.

2.2.2.4.4 Öffentliche Ladeinfrastruktur und Kapazitätsallokation

Die Grundlage für die Diskussion der Anwendung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus sowie einer Zeitblock-Allokation bei öffentlicher Ladeinfrastruktur in diesem Abschnitt ist die Systematisierung von Ladeinfrastrukturarten aus Abschnitt 2.1.3.2.3. Die Ladevorgänge an öffentlicher Ladeinfrastruktur stellen insofern ein „Systemgut“ dar, als dass eine koordinierte Bereitstellung von vier komplementären Teilgütern notwendig ist. Dazu gehören die eigentliche Ladesäule, der Parkstand im öffentlichen Straßenraum, der Ladestrom sowie die

Stromverteilnetzkapazität.¹⁷⁴ Institutionelle Lösungen für die Bereitstellung der Ladesäule sowie des Parkstands werden bei den Betrachtungen in dieser Arbeit allerdings ausgeklammert.¹⁷⁵

2.2.2.4.1 Basis-Ladeinfrastruktur (B-LI)

Das Angebotskonzept öffentlicher Basisladeinfrastruktur (ö-B-LI) unterscheidet sich von privater B-LI vor allem aufgrund der zu betrachtenden Interdependenzen mit der Bereitstellung und der Verfügbarkeit bzw. Allokation von Parkraum. Insofern dieser Aspekt bei den Analysen in dieser Arbeit ausgeklammert ist, können die Überlegungen zum Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus aus Abschnitt 2.2.2.2 sowie zur Zeitblock-Allokation aus Abschnitt 2.2.2.3 grundsätzlich auch auf die ö-B-LI übertragen werden. Daher ist festzuhalten, dass bei der Kapazitätsallokation für Elektrofahrzeuge an der ö-B-LI ebenfalls auf einen Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus entsprechend dem Grundgedanken und der grundsätzlichen Ausgestaltung aus Abschnitt 2.2.2.2.1 zurückgegriffen werden sollte. Außerdem sollte analog zur privaten B-LI auch die Nutzung eines Zeitblocks und damit eine Zeitblock-Allokation in Betracht gezogen werden. Anzumerken ist jedoch, dass vertiefter Forschungsbedarf zur Koordination der Allokation von Verteilnetzkapazität und der Allokation des Parkstands besteht.

2.2.2.4.2 Tankstellen-Ladeinfrastruktur (T-LI)

Das Angebotskonzept der T-LI soll vor allem zur Deckung der Ladebedarfe von Nachfragern dienen, wenn deren geplante Fahrstrecke jenseits der maximalen Reichweite des Elektrofahrzeugs liegt oder zwischen verschiedenen Fahrten keine Möglichkeit besteht oder nicht ausreichend viel Zeit liegt, um die B-LI oder N-LI nutzen zu können. In den genannten Anwendungsfällen unterbrechen die Nachfrager daher ihre Fahrten, wodurch i. d. R. Zeitkosten anfallen werden. Um über die T-LI die gewünschten Mobilitätsoptionen generieren zu können, sollte das T-LI Netzwerk daher neben einer ausreichenden räumlichen Abdeckung (an Fernverkehrsadern und außerdem eine gewisse Flächendeckung), eine hohe Verfügbarkeit sowie gewisse (Mindest-)Ladegeschwindigkeiten aufweisen¹⁷⁶, da die Nachfrager die T-LI insbesondere nutzen, um in einem möglichst kurzen Zeitraum ausreichend Strom für die Durchführung oder zumindest zeitweise Fortsetzung ihrer Fahrt aufzunehmen. Ladevorgänge an der T-LI werden daher regelmäßig mit der maximal möglichen Ladegeschwindigkeit erfolgen und es kann außerdem angenommen werden, dass die Ladevorgänge überwiegend nicht nach der Höhe der zentralen Strompreise ausgerichtet werden.¹⁷⁷

Ein Rückgriff auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus und die damit einhergehende Möglichkeit der zeitweisen Reduktion bzw. Verschiebung von der für die Ladevorgänge notwendigen

¹⁷⁴ Vgl. BECKERS / GIZZI (2019, S. 4–5).

¹⁷⁵ Vgl. BECKERS ET AL. (2019) für eine Diskussion der Bereitstellung von T-LI sowie BECKERS / GIZZI (2019) für eine Diskussion der Bereitstellung von öffentlicher B-LI sowie der Koordination mit dem Parkstand.

¹⁷⁶ Vgl. Abschnitt 0 dieser Arbeit.

¹⁷⁷ Aufgrund der potentiell hohen Ladeleistungen wird die T-LI im Gegensatz zu B-LI und N-LI überwiegend nicht in der Niederspannung, sondern in der Mittelspannungs- oder sogar in der Hochspannungsebene des Stromverteilnetzes angeschlossen werden. Sich daraus möglicherweise ergebende technische Veränderungen (z. B. infolge des unterschiedlichen Aufbaus des Verteilnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen) sind bei den folgenden Ausführungen in diesem Abschnitt ausgeklammert.

Verteilnetzkapazität steht damit in einem Spannungsverhältnis zu den wesentlichen Charakteristika und Anwendungsfällen der T-LI. Auf andere Art formuliert wird eine Knappheit an Verteilnetzkapazität bei der T-LI im Gegensatz zur vorher betrachteten B-LI nahezu immer dazu führen, dass der Nachfrager im angedachten Zeitraum weniger Strom als ursprünglich geplant laden kann oder für die Ladung der ursprünglich geplanten Strommenge eine längere Standzeit und damit höhere Zeitkosten in Kauf nehmen muss. Da das T-LI Netzwerk seinen Nutzen für die Nachfrager vor allem dann entfalten kann, wenn eine stets hohe Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur mit hohen Ladegeschwindigkeiten mit einer ausreichenden Flächenabdeckung sichergestellt ist, sollte grundsätzlich keine bzw. nur in einem sehr stark begrenzten Umfang die Nutzung von Verteilnetzkapazität für die T-LI über einen Allokationsmechanismus eingeschränkt werden. Vielmehr sollte für die angedachten Ladegeschwindigkeiten an der T-LI immer ausreichend Verteilnetzkapazität zur Verfügung stehen.¹⁷⁸

Sofern ein Rückgriff auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus aufgrund von Verteilnetzknappheiten trotzdem nicht zu vermeiden ist und sich an dem entsprechenden Netzanschluss mehr als eine Ladesäule befindet, stellt sich die Frage nach den Allokationsregeln, nach denen die verfügbare Verteilnetzkapazität zwischen diesen Ladesäulen (und damit innerhalb eines Ladeparks) verteilt wird. Um den Nutzen der T-LI für jeden Nachfrager mit Elektrofahrzeug zu erhalten, sollte sichergestellt werden, dass grundsätzlich für jede Ladesäule bzw. den daran angeschlossenen Nachfrager eine gewisse Mindestverteilnetzkapazität (z. B. 100 kW) zur Verfügung steht, was mit dem Grundgedanken der Prio-Stufe 2 des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus korrespondiert.¹⁷⁹ Für die darüber hinausgehende Verteilnetzkapazität könnte vorgesehen werden, dass die Allokation nach der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager vergeben wird, um auf diese Weise sicherzustellen, dass die Nachfrager, die in bestimmten Situationen kurzfristig einen besonders hohen Nutzen aus einer umfassenden Nutzung der Verteilnetzkapazität ziehen, diese mit einer höheren Wahrscheinlichkeit erhalten können.

Aufgrund der üblichen Dauer eines Ladevorgangs an der T-LI dürfte eine Zeitblock-Allokation für die Allokation der Verteilnetzkapazität zwischen den verschiedenen Ladesäulen (eines Ladeparks) an einem Netzanschluss nicht vorteilhaft sein. Allerdings hat es für einen Nachfrager einen Wert, wenn vor bzw. spätestens mit Beginn des Ladevorgangs bereits eine gewisse Sicherheit über die Höhe der für ihn verfügbaren Verteilnetzkapazität in sämtlichen und damit auch den späteren Zeiteinheiten des Ladevorgangs vorliegt und somit die Höhe der für ihn verfügbaren Verteilnetzkapazität für diese Zeiteinheiten nicht in 15-Minuten-Intervallen während des Ladevorgangs mitgeteilt wird. Aus diesem Grund dürfte es sich auch bei der Allokation der Verteilnetzkapazität zwischen den Ladesäulen (eines Ladeparks) anbieten, einem Nachfrager vor bzw. spätestens mit Beginn des Ladevorgangs

¹⁷⁸ Die Gestaltung der Kapazitätsauslegung bei Stromverteilnetzen wird im nachfolgenden Kapitel 3 diskutiert.

¹⁷⁹ Um eine möglichst hohe Auslastung der Ladesäulen zu erreichen, kann auch – unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen an den Ladesäulen sowie den Elektrofahrzeugen und der Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität – über Vorgaben zu Mindestladegeschwindigkeiten bzw. der Vorgabe, stets mit der maximal möglichen Ladegeschwindigkeit zu laden, nachgedacht werden. Da dieser Aspekt jenseits des Fokus der Analysen in dieser Arbeit liegt, erfolgt dazu keine vertiefende Betrachtung.

i. d. R. absolute und allenfalls in Ausnahmefällen nur relative Rechte an der Verteilnetzkapazität für die übliche Dauer eines Ladevorgangs an der T-LI zuzuordnen.

2.2.2.4.4.3 Nebenbei-Ladeinfrastruktur (N-LI)

Für die Diskussion der Ausgestaltung des Mechanismus zur Kapazitätsallokation bei der N-LI sind zunächst zwei Fälle zu unterscheiden, die sich im Wesentlichen durch die Standzeit an der Ladesäule unterscheiden. Im ersten Fall handelt es sich um Ladevorgänge an der N-LI, bei denen nur eine kurze Standzeit vorliegt und diese auch im Regelfall vollständig zum Laden genutzt werden soll. Hierunter fallen bspw. häufig die Ladeinfrastruktur auf Parkplätzen von Supermärkten, die während eines üblichen Einkaufs mit einer Dauer von z. B. etwa 45 Min. genutzt wird. Den zweiten Fall stellen Ladevorgänge an der N-LI dar, bei denen eine längere Standzeit vorliegt. Solche Ladevorgänge finden bspw. häufig während des Besuchs von Freizeitangeboten statt (z. B. aus dem Bereich Kultur, Schwimm- bzw. Spaßbädern, Fitnessstudios etc.).

N-LI MIT KURZER STANDZEIT

Die Ladevorgänge an der N-LI mit kurzer Standzeit (z. B. auf dem Parkplatz eines Supermarktes während des Einkaufens) lassen sich durch verschiedene Eigenschaften charakterisieren. Zunächst einmal gibt es sehr unterschiedliche Ankunfts- und Abfahrtszeiten an der Ladesäule, die auch im Voraus von den Nachfragern selbst häufig recht schwer zu prognostizieren und damit auch schlecht planbar sind. Außerdem dürfte der Strombedarf je Ladevorgang sehr heterogen sein, d. h. es liegen sehr unterschiedliche Präferenzen der Stromnachfrage für jeden Ladevorgang vor und diese können bei einem Nachfrager zwischen verschiedenen Ladevorgängen – auch nicht zuletzt in Abhängigkeit des aktuellen zentralen Strompreises – stark variieren.

Als Folge der recht kurzen Standzeit dürften Nachfrager außerdem die vorliegende Standzeit teils auch vollumfänglich und bei recht hoher Ladeleistung nutzen wollen, was grundsätzlich zunächst einmal dafür spricht, dass bei der N-LI mit kurzer Standzeit möglichst keine Verteilnetzengpässe bestehen sollten. Eine Abgrenzung dieser N-LI zur vorher betrachteten T-LI ist daher nicht immer zweifelsfrei möglich. Jedoch unterbrechen Nachfrager bei der Nutzung dieser Art der N-LI nicht extra ihre Fahrten für den Ladevorgang. Die Nachfrager sind daher nicht wie bei der T-LI immer zwingend auf eine sehr hohe Verfügbarkeit und Ladegeschwindigkeit angewiesen. Allerdings sollte auch bei diesem Bereich der N-LI mit kurzer Standzeit eine hohe Verfügbarkeit mit zumindest einer gewissen Ladeleistung sichergestellt sein. Für diese Art der N-LI bietet es sich daher ebenfalls an, diese im Rahmen des Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus zu berücksichtigen. Die Vorteile eines Rückgriffs auf einen längeren Zeitblock und eine Zeitblock-Allokation sind – erneut analog zur T-LI – allerdings begrenzt. Lediglich der Rückgriff auf kurze Zeitblöcke für die übliche Dauer der Ladevorgänge kann vorteilhaft sein, damit Nachfragern mit einer gewissen Sicherheit spätestens zu Beginn des Ladevorgangs die Höhe der verfügbaren Verteilnetzkapazität während des Ladevorgangs zugesagt werden kann.

N-LI MIT LÄNGERER STANDZEIT

Ladevorgänge an der N-LI können auch mit längerer Standzeit erfolgen (bspw. während der Nutzung von Freizeitangeboten), sodass diese dann im Wesentlichen vergleichbare Charakteristika des Ladens an der B-LI aufweisen. In der Regel erfolgen die Ladevorgänge im Vergleich zum vorher betrachteten Fall der N-LI mit kurzer Standzeit vermutlich häufig mit einer nicht so großen Ladegeschwindigkeit und es besteht grundsätzlich das Potential zur Verschiebung des Strombezugs. Die Rationalität für einen Prioritätsrechte-basierten Allokationsmechanismus sowie einer Zeitblock-Allokation ist – analog zur B-LI – auch bei der N-LI mit längerer Standzeit gegeben.

2.2.2.4.4 Ladesäulen als Bestandteil mehrerer Angebotskonzepte („Dual Use“)

Bisher wurden verschiedene Arten von öffentlicher Ladeinfrastruktur betrachtet, wobei zumindest implizit davon ausgegangen wurde, dass an einer Ladesäule nur genau ein Angebotskonzept angeboten wird. In diesem Abschnitt werden hingegen zunächst Ladesäulen betrachtet, an denen verschiedene Angebotskonzepte angeboten werden und die damit unterschiedliche idealtypische Ladebedarfe abdecken. Die Zuordnung der Ladesäulen zu einem Angebotskonzept kann dabei abhängig vom Zeitpunkt der Nutzung und vom nutzenden Nachfrager bzw. dessen Ladebedarf sein. Als exemplarisches Beispiel zur Verdeutlichung kann auf Ladesäulen für das Arbeitgeberladen verwiesen werden, die Bestandteil des B-LI-Angebotskonzepts sind und zur gleichen Zeit von anderen Nachfragern als N-LI genutzt werden können. Während der Öffnungszeiten von Geschäften können das bspw. Kunden dieser Geschäfte sein. Auch die Nutzung durch Handwerker während des Ausführens von Aufträgen ist denkbar. Ganz grundsätzlich ist für diese „Dual-Use“-Ladeinfrastruktur eine Vielzahl weiterer Nutzungsfälle denkbar. In diesem Abschnitt soll es jedoch nicht um die Details der Ausgestaltung der Kapazitätsallokation bei verschiedenen Kombinationen von Angebotskonzepten gehen. Vielmehr sollen zusätzlich entstehende grundlegende Fragestellungen adressiert werden, die sich im Kontext von Kapazitätsallokationsmechanismen bei „Dual Use“-Ladeinfrastruktur ergeben.

Der zentrale Unterschied im Vergleich zu den bisher betrachteten Angebotskonzepten ist die Frage der (relativen) Rechteverteilung von Verteilnetzkapazität an die verschiedenen Nachfrager, die die Ladesäule aus unterschiedlichen Ladebedürfnissen und damit als Teil unterschiedlicher Angebotskonzepte nutzen möchten. Da – sofern für die Nutzungsfälle überhaupt von Relevanz – der Themenbereich des Zugangs zur Ladesäule und des Parkstands weiterhin ausgeklammert wird, ist diese Fragestellung grundsätzlich mit einem „Engpassgebiet“ (z. B. an einem Verteilnetzabgang in der Niederspannung hinter einem Ortsnetztransformator) zu vergleichen, in dem sich Ladeinfrastruktur zur Abdeckung verschiedener Ladebedarfe und damit aus unterschiedlichen Angebotskonzepten befindet. Somit kann diese Fragestellung als Verteilung von (relativen) Verteilnetzkapazitätsrechten an Nachfrager über verschiedene Angebotskonzepte von Ladeinfrastruktur hinweg eingeordnet werden. Aus Vereinfachungsgründen wird sich dabei auf die Angebotskonzepte der B-LI und N-LI fokussiert und die Ladesäulen der T-LI ausgeklammert, da letztere häufig gar nicht in der gleichen Spannungsebene an das Verteilnetz angebunden werden, wodurch die T-LI nur selten im gleichen Engpassgebiet wie die B-LI oder N-LI liegen wird.

Die Grundgedanken des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus lassen sich dabei auch auf die hier betrachtete Angebotskonzept-übergreifende Kapazitätsallokation übertragen. Der VNB könnte somit verschiedene Prio-Stufen für die Nachfrager vorsehen, die Ladesäulen unterschiedlicher Angebotskonzepte nutzen.

Auch der Rückgriff auf einen Zeitblock und damit eine Zeitblock-Allokation lässt sich bei der in diesem Abschnitt betrachteten Konstellation anwenden. Allerdings ist zu untersuchen, wie die verschiedenen relativen und absoluten Kapazitätsrechte der Nachfrager über die einzelnen Angebotskonzepte hinweg relativ zueinanderstehen sollen. Zunächst einmal kann angenommen werden, dass Nachfrager an der B-LI die längsten Standzeiten im Zeitblock und damit das größte Potential zur zeitlichen Verschiebung von Ladeleistung innerhalb eines Zeitblocks aufweisen werden. Wenn Nachfrager an der N-LI, die häufig deutlich kürzere Standzeiten aufweisen, ebenfalls möglichst umfassend die gewünschte Strommenge erhalten sollen, erscheint es auf den ersten Blick vorteilhaft, dass die Nachfrage an der N-LI zunächst bedient und die Nachfrage an der B-LI somit ggf. in Zeiteinheiten verschoben wird, in der keine Kapazitätsengpässe vorliegen. Auf andere Art formuliert würde dies bedeuten, dass die relativen Rechte für Nachfrager an der N-LI eine höhere Priorität aufweisen als die Kapazitätsrechte der Nachfrager an der B-LI. Allerdings bestehen bei einem solchen Vorgehen verschiedene Probleme. So würde in diesem Fall die Nachfrage an der B-LI im Knappheitsfall überwiegend nachrangig bedient, was c. p. ein Verschieben der Nachfrage an der B-LI in Zeiteinheiten mit (potentiell) höheren zentralen Strompreisen und damit zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Strompreise eines Ladevorgangs führen würde. Diesem Problem könnte – wie bereits in Abschnitt 2.2.2.3.2.1.1.2 diskutiert – durch ein virtuelles Vorgehen und damit der Entkopplung der Bepreisung vom tatsächlichen Strombezug im Zeitblock entgegengewirkt werden. Allerdings besteht dann weiterhin das Problem, dass Nachfrager an der B-LI durch ggf. während des Zeitblocks hinzukommende Nachfrager an der N-LI nicht mehr ausreichend Verteilnetzkapazität erhalten könnten, was durch den VNB auch nur begrenzt antizipiert werden kann.

Vor allem würde ein solches Vorgehen bei der Rechteverteilung die Wahrscheinlichkeit für Nachfrager reduzieren, an der B-LI stets über ausreichend Rechte an der Verteilnetzkapazität für die regelmäßigen Ladevorgänge zu erhalten. Somit dürfte ein erheblicher Eingriff in die spezifischen Lebensgewohnheiten bestehen, der im Kontext der Spezifität zu einer gewissen Entwertung bestehender Investitionen in Elektrofahrzeuge führen würde und außerdem beim entsprechenden Antizipieren der Nachfrager zum Unterlassen von zur Erreichung des Ziels der Gesamtsystemtransformation notwendigen Investitionen in Elektrofahrzeuge führen könnte. Die Nachfrager würden somit außerdem – eine unterschiedliche Bepreisung zwischen den Angebotskonzepten ausklammernd – einem Fehlanreiz unterliegen, dem VNB stets mitzuteilen, dass ihr Ladebedarf nicht durch das Angebotskonzept der B-LI abgedeckt werden soll, sondern als Nutzung der N-LI einzuordnen sei. Aufgrund der genannten Nachteile ist eine pauschale höhere Priorisierung von Ladevorgängen an der N-LI als Folge des geringeren Potentials zur zeitlichen Verschiebung der Ladeleistung nicht vorteilhaft. Vielmehr sollte vor allem aufgrund der dargestellten Spezifität die Kapazität für B-LI-Ladebedarfe höher priorisiert werden. Dabei bietet es sich erneut an, auf den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus zurückzugreifen und bei den Prio-Stufen eine weitere Unterteilung unter Berücksichtigung der verschiedenen

Angebotskonzepte vorzunehmen. Damit erfolgt eine über die verschiedenen Angebotskonzepte hinweg gestaffelte Allokation der Verteilnetzkapazität.

Das folgende Beispiel soll dieses Vorgehen exemplarisch erläutern: Beispielweise könnte die Prio-Stufe 2b (Basis-Verteilnetzkapazität für Elektrofahrzeuge) weiter in eine Prio-Stufe 2b.1 für die B-LI-Ladebedarfe und eine Prio-Stufe 2b.2 für die N-LI-Ladebedarfe unterteilt werden. Ein analoges Vorgehen kann auch für die weiteren Prio-Stufen 3b und 4b erfolgen. Für Nachfrager an der N-LI bietet es sich außerdem an, eine Option zu schaffen, bei der sie mit höherer Zahlungsbereitschaft im gewissen Umfang weitere Verteilnetzkapazität mit höheren relativen Kapazitätsrechten erhalten können. Bei der Ausgestaltung ist jedoch stets zu beachten, dass nicht gleichzeitig die in diesem Abschnitt dargestellten (und weitere) Fehlanreize etabliert werden und damit die Gefahr besteht, dass Nachfrager ihre Ladevorgänge an der B-LI als N-LI-Nutzung „deklarieren“ und damit der Grundgedanke des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus umgangen wird. Bei der Frage, inwieweit die Prio-Stufen weiter untergliedert bzw. weitere (spezielle) Produkte eingeführt werden sollten und wie die weitere Ausgestaltung dieser Prio-Stufen erfolgen sollte, sowie bei der Frage, in welchem Umfang die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager bei der Kapazitätsallokation in dieser Konstellation berücksichtigt werden sollte, sind auch Verteilungsfragen zwischen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen umfassend zu berücksichtigen. Ferner stellt sich außerdem die Frage des Grades der Regeldifferenzierung. Letztlich kann in dieser Arbeit keine klare Aussage zur Detailausgestaltung eines Angebotskonzepte-übergreifenden Kapazitätsallokationsmechanismus getroffen werden.

2.2.2.5 Fazit

In den Analysen in den bisherigen Abschnitten wurde mit einem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus ein Vorschlag zur Kapazitätsallokation von Verteilnetzkapazität für ein Ein-Ebenen-System entwickelt. Anschließend erfolgte eine Erweiterung des Mechanismus, bei der statt einer einzelnen Zeiteinheit (auch) ein Zeitblock das Allokationsobjekt darstellen kann und die Allokation über alle Zeiteinheiten des Zeitblocks integriert durch den VNB im Rahmen einer sogenannten Zeitblock-Allokation erfolgt. In den einzelnen Abschnitten wurde für verschiedene über Annahmen definierte Konstellationen jeweils eine sinnvolle Ausgestaltung des Mechanismus aufgezeigt und diskutiert, mit dem zukünftige Knappheiten bei der Verteilnetzkapazität in der Niederspannung im Lichte des aufgestellten Zielsystems auf eine sinnvolle Art und Weise adressiert werden können. Außerdem wurde aufgezeigt, dass eine mögliche Reallokation von Verteilnetzkapazität stets über den VNB und nicht über mögliche Dienstleister (wie Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) erfolgen sollte. Des Weiteren wurden verschiedene Annahmen zu (technischen und weiteren) Voraussetzungen für anspruchsvolle Allokationslösungen aufgelöst und anschließend die Auswirkungen auf die Gestaltung der Allokationsmechanismen diskutiert. Von besonderer Relevanz für die Durchsetzung der Kapazitätsallokation sind die Interdependenzen zwischen der Zählerausstattung und der Möglichkeit der Steuerung der Endgeräte durch den VNB.

Ein Rückgriff auf einen Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus sollte für alle betrachteten Arten von öffentlicher Ladeinfrastruktur erfolgen. Die Anwendung einer Zeitblock-Allokation bietet sich vor allem bei Ladevorgängen an mit längeren Standzeiten der Elektrofahrzeuge und damit bei der B-LI und der N-LI mit längeren Standzeiten an. Bei der T-LI und der N-LI mit kürzeren

Standzeiten könnten höchstens sehr kurze Zeitblöcke für die Dauer des Ladevorgangs etabliert werden, damit die Nachfrager zu Beginn des Ladevorgangs eine gewisse Sicherheit über die Höhe der Verteilnetzkapazität in den späteren Zeiteinheiten und somit die während des Ladevorgangs beziehbare Strommenge haben.

Im Folgenden wird kurz auf zusätzliche Herausforderungen durch die Betrachtung eines Mehrebenen- bzw. konkret eines Zwei-Ebenen-Systems eingegangen und darüber hinaus diskutiert, wie mit einem vom öffentlichen Zielsystem abweichenden Verhalten eines VNB, konkret einer kurzfristigen Gewinnorientierung als Zielsystem, umgegangen werden kann.

2.2.3 Analysen mit Bezug zu mehreren Verteilnetzbetreibern (im Zwei-Ebenen-System) sowie unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zielsysteme bei den VNB

Für die bisherigen Analysen der verschiedenen Konstellationen des Abschnitts 2.2.2 wurde für den VNB unterstellt, dass dieser sich bei der Kapazitätsallokation an dem („öffentlichen“) Zielsystem orientiert, welches den Analysen zugrunde gelegt ist. Ferner wurde ein einzelnes Verteilnetzgebiet bzw. ein einzelner VNB betrachtet. Diese beiden Annahmen werden nun bei den Analysen in diesem Abschnitt aufgelöst.

Dafür wird zunächst in Abschnitt 2.2.3.1 weiterhin eine Orientierung des VNB am öffentlichen Zielsystem unterstellt, jedoch angenommen, dass verschiedene Verteilnetzgebiete existieren und damit auch mehrere VNB zu adressieren sind. Im Fokus der Analysen werden dabei Koordinations- und Standardisierungsfragen stehen und anstatt eines Ein-Ebenen-Systems wird ein Zwei-Ebenen-System unterstellt. Im nachfolgenden Abschnitt 2.2.3.2 wird dann zusätzlich angenommen, dass sich die VNB nicht mehr am öffentlichen Zielsystem orientieren.

2.2.3.1 Fokus auf Koordinations- und dabei gerade auch Standardisierungsfragen bei der Annahme öffentlich ausgerichteter Verteilnetzbetreiber

Mit der Änderung der Betrachtungsebene von einem einzelnen Verteilnetzgebiet und einem VNB zu mehreren Verteilnetzgebieten und den dort jeweils tätigen VNB stellen sich bei der Ausgestaltung der Verteilnetzkapazitätsallokation weitere Fragen, die in diesem Abschnitt untersucht werden sollen.

Für die Analysen wird angenommen, dass sich die einzelnen Verteilnetze hinsichtlich der verfügbaren Kapazität sowie der Präferenzen der jeweiligen Nachfrager unterscheiden und somit eine gewisse Heterogenität zwischen den einzelnen Verteilnetzen bzw. einzelnen Teilen eines Verteilnetzes existiert. Die Ursache hierfür kann bspw. der Aufbau des Verteilnetzes sowie Entscheidungen zur Kapazitätsdimensionierung der Verteilnetze in der Vergangenheit, der Umfang und Art der lokalen Stromerzeugung, die Art, Anzahl und Verteilung von (neuen) Lasten im Verteilnetz und die bestehenden sowie zukünftigen Nachfragergruppen und deren Nachfragerpräferenzen sein. Vereinfacht wird für die folgenden Analysen ein Zwei-Ebenen-System unterstellt, welches auf der lokalen Ebene aus den verschiedenen Verteilnetzgebieten besteht und außerdem eine übergeordnete zentrale Ebene existiert. Ferner wird angenommen, dass das Wissen über die Situation in einem Verteilnetz lokal grundsätzlich vorliegt (z. B. beim zuständigen VNB) und nicht bzw. nur teilweise sowie unter hohen Kosten an Akteure der zentralen Ebene weitergegeben werden kann. Für die sich auf diese Weise ergebende Zwei-

Ebenen-Konstellation stellt sich nun die Frage nach der Verortung von Entscheidungskompetenzen bei der Allokation von Verteilnetzkapazität im Allgemeinen und der Umfang von Standardisierungen von Regeln (z. B. durch eine Zentralisierung auf der übergeordneten Ebene) unter Berücksichtigung der Heterogenität zwischen den Verteilnetzgebieten im Speziellen. Im Fokus stehen die zentralen Regeln bzw. Standards über die Verteilnetzgebiete hinweg. Am Rande adressiert wird auch die Frage von Standardisierungen eines VNB gegenüber den Nachfragern im eigenen Versorgungsgebiet.

Für die angenommene Konstellation besteht grundsätzlich bei der Etablierung zentraler und damit übergeordneter Regeln bzw. Standards ein Zielkonflikt. Bei vorliegender Heterogenität zwischen den einzelnen Verteilnetzgebieten auf der dezentralen Ebene werden umfangreiche zentrale Vorgaben zumindest in einigen der dezentralen Verteilnetzgebieten einerseits zu nicht oder nur begrenzt passenden Lösungen führen. Außerdem könnte ein notwendiger Anpassungsbedarf bei den bestehenden Regelungen erschwert sein. Wenn durch zentrale Regeln nur unzureichend dezentrale Präferenzen und weiteres dezentrales Wissen berücksichtigt werden können, wird es in der Folge zu einer suboptimalen Nutzung bzw. Verteilung der Verteilnetzkapazität kommen. Andererseits können – wie im Folgenden dargestellt – einheitliche zentrale Regeln die Komplexität des Regelrahmens reduzieren und tragen damit potentiell dazu bei, TAK an verschiedenen Stellen zu senken. Zu nennen sind hierbei zunächst eine erhöhte Absicherung spezifischer Investitionen der Nachfrager sowie deren Schutz vor möglichem Opportunismus der VNB.¹⁸⁰ Außerdem ist zu beachten, dass durch eine Verankerung zentraler Regeln Synergieeffekte beim Wissensbedarf für das Regeldesign gehoben werden können, da nicht jeder lokale VNB eigenständig Überlegungen zur Gestaltung der Regeln anstellen und das entsprechende Wissen dafür aufbauen muss. Zusätzlich bestehen bei einheitlichen Regelungen Vorteile für Akteure, die in mehr als einem Verteilnetzgebiet tätig sind. Für die Nachfrager wird dies vor allem im Bereich der Elektromobilität relevant sein, da Ladevorgänge nicht immer zwingend im gleichen Verteilnetzgebiet erfolgen werden und die Nachfrager auch in diesem Fall keinen zusätzlichen TAK in Form von Informationskosten und Wissensaufbau ausgesetzt werden. Weitere potentiell betroffene Akteure sind Stromvertriebe bzw. Aggregatoren oder sonstige Dienstleister an der Schnittstelle zu den Nachfragern, die regelmäßig in mehreren Verteilnetzgebieten tätig sind und bei denen beim Vorliegen einheitlicher Regelungen ebenfalls geringere (Transaktions-)Kosten anfallen werden (z. B. für den Wissensaufbau über die Regelungen in einzelnen Verteilnetzgebieten oder bei der Administration von Prozessabläufen). Nicht zu unterschätzen ist allerdings, dass zukünftig noch Wissenszuwächse bei verschiedenen Akteuren über die Gestaltung und Anwendung von Kapazitätsallokationsmechanismen zu erwarten sind. Umfangreiche zentrale Vorgaben können daher einen „Wettbewerb der Ideen“ zwischen verschiedenen Verteilnetzgebieten zumindest teilweise entgegenstehen und damit den zukünftigen Wissensaufbau von „best practise“-Lösungen, die dann als Vorlage für andere Verteilnetzgebiete genutzt werden können, erschweren.

¹⁸⁰ Opportunistisches Verhalten der VNB dürfte jedoch erst auftreten, wenn die VNB Ziele verfolgen, die vom bisher unterstellten öffentlichen Zielsystem abweichen, was jedoch bei der in diesem Abschnitt vorliegenden Konstellation nicht angenommen wird. Daher dürfte bei einer strikten Beachtung der vorliegenden Annahmen erst in der Konstellation im folgenden Abschnitt mit opportunistischen Verhalten argumentiert werden. Aus Gründen der Vollständigkeit und besseren Nachvollziehbarkeit wird der Aspekt eines möglichen opportunistischen Verhaltens jedoch bereits in diesem Abschnitt erwähnt.

Eine allgemeingültige Aussage zur Verortung von Regeln im Mehrebenensystem lässt sich daher nicht ableiten. Vielmehr sind bei der Gestaltung der Regeln und Etablierung von Standards die vorliegenden (technisch-systemischen) Eigenschaften und dabei der Grad und die Art der Heterogenität auf dezentraler Ebene (z. B. bezüglich der Präferenzen der Nachfrager) zu beachten. Eine Lösung für den skizzierten Zielkonflikt kann darin liegen, dass auf zentraler Ebene einheitliche Regeln bzw. Standards vor allem für die zentralen Gestaltungsfragen des Allokationsmechanismus etabliert werden. Unter der Annahme, dass zentrale einheitliche Regeln bzw. Standards aufgrund potentiell höherer Änderungskosten seltener Änderungen unterliegen, könnte auf diese Weise auch eine gewisse Verlässlichkeit für die Nachfrager bezüglich der wesentlichen Ausgestaltung des Kapazitätsallokationsmechanismus sichergestellt werden (vgl. Abschnitt 2.2.2.4.3). Auf dezentraler Ebene kann dann unter Einbezug des lokalen Wissens, bspw. bezüglich der Nachfragerpräferenzen nach der verfügbaren Verteilnetzkapazität, die Detaillierung bzw. Parametrierung der Regeln erfolgen. Bei einem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus können bspw. u. a. die Etablierung von Prio-Stufen und deren grundlegende Ausgestaltung (z. B. Basis-Kapazität in der Prio-Stufe 2 und Grundsätze der Bepreisung, (Prozess-)Vorgaben zur Festlegung und Anpassung wesentlicher Elemente des Mechanismus sowie die Anwendung und Ausgestaltung möglicher Reallokationsregeln etc.) auf der zentralen Ebene festgelegt werden. Bei einer Zeitblock-Allokation bietet es sich an, dass auf zentraler Ebene die grundlegende Gestaltung des Zeitblocks, mögliche Anpassungsregeln sowie Vorgaben bei der Gestaltung von (speziellen) Produkten etc. etabliert werden. Ferner sind auf zentraler Ebene auch Vorgaben für die verschiedenen Arten von Ladeinfrastruktur denkbar. Auf dezentraler Ebene könnten dann Entscheidungsrechte für die Detailausgestaltung verortet werden wie bspw. die Detailausgestaltung der Prio-Stufen (z. B. der Leistungsbereich jenseits der Basis-Kapazität oder die intertemporale Zuordnung und Vergabe von Kapazität in Prio-Stufe 3), der exakte Beginn und das Ende von Zeitblöcken oder Details bei der Definition von (speziellen) Produkten für die Zeitblöcke.

2.2.3.2 Ausgestaltung bei Verteilnetzbetreibern mit (nicht zuletzt auch kurzfristiger) Gewinnorientierung

Im Gegensatz zu den bisher erfolgten Analysen, bei denen dem bzw. den VNB eine Orientierung am öffentlichen Zielsystem, das den Analysen zugrunde gelegt ist, unterstellt wurde, wird in diesem Abschnitt angenommen, dass die VNB ein abweichendes Zielsystem aufweisen und eine (nicht zuletzt auch kurzfristige) Gewinnorientierung verfolgen.¹⁸¹ In diesem Abschnitt soll daher sehr kurz betrachtet werden, welche Anreizregime bzw. Regulierungsverfahren für VNB mit einer (nicht zuletzt auch kurzfristigen) Gewinnorientierung als Zielsystem bestehen. Dabei wird weiterhin nur der Bereich der Kapazitätsallokation betrachtet. Die Gestaltung einer Regulierung für (gewinnorientierte) VNB im Allgemeinen sowie der Kapazitätsausbauplanung im Speziellen und damit auch der Auslegung von Verteilnetzkapazität sowie dem Verteilnetzausbau werden im nachfolgenden Kapitel 3 thematisiert. Um Dopplungen in der Darstellung zu vermeiden, wird in diesem Abschnitt insofern sehr stark vereinfachend vorgegangen, da das (Grundlagen-)Wissen zur Gestaltung von Anreizregimen bzw. zur Regulierung

¹⁸¹ Für weitere mögliche Zielsystem von Stromnetzbetreibern vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 218–219).

von VNB vorausgesetzt wird, obwohl eine umfassendere Thematisierung erst im nachfolgenden Kapitel 3 erfolgt.

Mögliche Probleme durch die Annahme einer (kurzfristigen) Gewinnorientierung bei den VNB können im Rahmen der Kapazitätsallokation darin bestehen, dass die VNB in einem nicht optimalen Maße in den Wissensaufbau für die Kapazitätsallokation investieren. So könnten sie einerseits nur unzureichend in den notwendigen Aufbau von Wissen und Prozessen zur Durchführung der Kapazitätsallokation investieren. Andererseits ist es fraglich, ob ein VNB in ausreichendem Maße das notwendige Wissen über die (lang- und kurzfristigen) Nachfragerpräferenzen aufbauen würde. Weiterhin könnten die VNB versuchen, Gewinne über eine entsprechende Gestaltung der Kapazitätsallokationsmechanismen und dabei insbesondere der Bepreisung von (knapper) Kapazität zu erzielen.

Um kurzfristig gewinnorientierte VNB anzureizen, sich bei der Kapazitätsallokation am öffentlichen Zielsystem, welches den Analysen zugrunde liegt, zu orientieren, werden in dieser Arbeit zwei idealtypische Anreizregime betrachtet.¹⁸² Dabei wird in diesem Abschnitt vereinfachend angenommen, dass sich das Anreizregime stets auf die gesamte Aufgabe der Durchführung der Kapazitätsallokation bezieht und diese Aufgabe nicht weiter in Teilaufgaben aufgeteilt wird. Angesichts dessen wird folgend kurz thematisiert, wie ein idealtypisches Anreizregime für den Bereich der Kapazitätsallokation bei VNB aussehen könnte.

Bei einem Festpreis-basierten Anreizregime ist zunächst eine hart Output-orientierte Beschreibung der zu erbringenden Aufgabe notwendig. Außerdem muss eine Messung hinsichtlich einer adäquaten Leistungserbringung durch den Regulierer erfolgen. Zur Vergütungshöhenfestsetzung kann der Regulierer bei diesem Anreizregime bspw. auf ein Benchmarking-Verfahren zurückgreifen. Die zentrale Voraussetzung für die Anwendbarkeit eines Festpreis-basierten Anreizregimes ist eine hart Output-orientierte Beschreibbarkeit und spätere Messbarkeit der Aufgabe sowie das Wissen und die Fähigkeit des Regulierers, ein passendes Vergleichsregime über verschiedene VNB hinweg durchzuführen. Ohne auf weitere Details einer möglichen Ausgestaltung einzugehen, kann bereits festgehalten werden, dass vor allem die hart Output-orientierte Beschreib- und die Messbarkeit der Aufgabe der Kapazitätsallokation eine schwer bzw. kaum zu leistende Herausforderung darstellen dürfte. Ein Rückgriff auf ein idealtypisches Festpreis-basiertes Anreizregime für die Kapazitätsallokation bei Stromverteilnetzen erscheint daher nicht vorteilhaft bzw. möglich.

Das zweite idealtypische Anreizregime wird als Monitoring-Anreizregime bezeichnet. Dabei beschreibt der Regulierer dem regulierten Unternehmen ebenfalls die Leistung bzw. Aufgabe, allerdings ist es bei diesem Anreizregime ausreichend, wenn eine weich Output-orientierte Leistungsbeschreibung möglich ist. Gleichzeitig kontrolliert bei einem Monitoring-Anreizregime der Regulierer das Unternehmen, um unangemessen hohe monetäre Forderungen des Unternehmens zu verhindern. Da das regulierte Unternehmen die Kontrollaktivitäten des Regulierers antizipiert, sind ihm auch bei dieser Option Anreize

¹⁸² Siehe dazu Abschnitt 3.2. BECKERS ET AL. (2014, S. 62–160) liefern eine ausführliche und grundlegende Betrachtung für die Gestaltung von Anreizregimen im Rahmen von (idealtypischen) Regulierungsverfahren für Stromnetzbetreiber. BECKERS / BIESCHKE / WEIß (2018) thematisieren die Gestaltung von Anreizregimen bei der Regulierung von Wasserunternehmen, die ebenfalls dem Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur zuzuordnen sind.

gesetzt. Bei einem Monitoring-Anreizregime kann der Regulierer zusätzlich detaillierte Regeln sowie ggf. Prozesse für die Kapazitätsallokation vorgegeben, die vom VNB zu befolgen sind und deren Einhaltung vom Regulierer (begleitend und/oder ex post) überwacht werden, was als modifiziertes Monitoring-Anreizregime bezeichnet werden kann. Ergänzend könnte der Regulierer auch auf ein Benchmarking-Verfahren als zusätzliche Maßnahme zurückgreifen, wobei dieses aufgrund der bereits beim Festpreis-basierten Anreizregime genannten Gründe eher „weich“ ausgestaltet und ggf. auch eher als Indikator für ein vertieftes Monitoring herangezogen werden sollte.

Aufgrund der kurz beschriebenen Nachteile, die bei einem Festpreis-basierten Anreizregime auftreten dürften, erscheint ein (modifiziertes) Monitoring-Anreizregime für die Aufgabe der Kapazitätsallokation von Verteilnetzkapazität als grundsätzlich geeigneter. Eine vertiefte Betrachtung der Ausgestaltung eines Monitoring-Anreizregimes speziell für die Kapazitätsallokation wird in dieser Arbeit nicht geleistet, wodurch keine Aussage zur (Detail-)Ausgestaltung und somit keine abschließende Einordnung möglich ist. Da in diesem Abschnitt die Gestaltungsfrage des Bundling / Unbundling von Aufgaben bei der Regulierung von VNB ebenfalls nicht thematisiert wurde, ist bei den Aussagen auch von möglichen Interdependenzen mit der allgemeinen Gestaltung der Regulierung für VNB abstrahiert worden.

2.2.3.3 Fazit

Durch die Erweiterung der Analysen auf ein Zwei-Ebenen-System und die Änderung der Annahme zum Zielsystem der VNB in Richtung einer (kurzfristigen) Gewinnorientierung konnten weitere Aspekte aufgezeigt werden, die im Rahmen der Analyse zur Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen zu beachten sind. So ist unter der Annahme von Heterogenität zwischen den Verteilnetzgebieten in einem Zwei-Ebenen-System zu berücksichtigen, wie (und in welchem Umfang) einerseits dezentrale Unterschiede in Form von lokalen Präferenzen sowie der Anteil des nur lokal und damit dezentral verfügbaren Wissens einbezogen werden können. Andererseits sind mit der Verankerung zentraler Regeln bzw. Standards auch Vorteile verbunden, da Skaleneffekte im Bereich des Wissensaufbaus realisiert, unterschiedliche TAK reduziert und ggf. opportunistisches Verhalten auf dezentraler Ebene abgemildert werden können. Aufgrund dieses Zielkonflikts lässt sich keine allgemeingültige Aussage zur Verortung von Regeln im Mehrebenensystem ableiten, vielmehr sind stets die vorliegenden (technisch-systemischen) Eigenschaften und dabei der Grad und die Art der Heterogenität auf dezentraler Ebene sowie die Kosten des Wissenstransfers zu berücksichtigen. Ein Lösungsansatz für die Ausgestaltung des Kapazitätsallokationsmechanismus für Stromverteilnetze kann darin bestehen, auf zentraler Ebene einheitliche Regeln bzw. Standards vor allem für die wesentlichen Ausgestaltungsfragen des Allokationsmechanismus zu etablieren. Die Detaillierung bzw. Parametrisierung der Regeln kann dann auf dezentraler Ebene erfolgen, wobei lokal vorhandenes Wissen z. B. über Nachfragerpräferenzen und verfügbare Verteilnetzkapazitäten einbezogen werden kann.

Wird den VNB als Zielsystem eine (kurzfristige) Gewinnorientierung unterstellt, weicht deren Zielsystem vom angenommenen öffentlichen Zielsystem ab. Bei einer isolierten Betrachtung der Aufgabe der Kapazitätsallokation kann durch ein entsprechend gestaltetes Anreizregime erreicht werden, dass der VNB angereizt wird, sein Verhalten auch weiterhin an den Zielen des öffentlichen Zielsystems auszurichten. Grundsätzlich wurden dafür zwei idealtypische Anreizregime diskutiert, wobei ein

(modifiziertes) Monitoring-Anreizregime einem Festpreis-basiertem Anreizregime überlegen ist, da bei letzterem eine hart Output-orientierte Beschreibbarkeit sowie die Messbarkeit hinsichtlich einer adäquaten Leistungserbringung notwendig wäre, was für die Aufgabe der Kapazitätsallokation vermutlich eine schwer bzw. kaum zu leistende Herausforderung darstellt. Eine abschließende Einordnung kann jedoch nur bei vertiefter Betrachtung erfolgen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgt ist.

2.3 Bisherige Kapazitätsallokation, diskutierte Reformvorschläge und beschlossene zukünftige Kapazitätsallokation (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen

Nach den abstrakten normativen Analysen im vorherigen Abschnitt 2.2, bei denen ein eigener Vorschlag zur Kapazitätsallokation von knapper Verteilnetzkapazität entwickelt wurde, werden in diesem Abschnitt die bisherige Kapazitätsallokation, ausgewählte (und nicht umgesetzte) Reformvorschläge anderer Akteure bzw. Institutionen und die von BNetzA am 27. November 2023 beschlossene Regelung zur Kapazitätsallokation betrachtet, die seit dem 1. Januar 2024 auch den Status quo darstellt. In Abschnitt 2.3.1 werden dafür kurz die bisherigen Regelungen für die Kapazitätsallokation bis zum 31. Dezember 2023 dargestellt, eingeordnet und kritisiert. Anschließend werden im Abschnitt 2.3.2 ausgewählte Reformvorschläge zur Ausgestaltung der Kapazitätsallokation bei Stromverteilnetzen vorgestellt, die von anderen Akteuren und Institutionen entwickelt wurden. Neben einer Darstellung erfolgen eine vergleichende Einordnung und Kritik der Reformvorschläge. Im Abschnitt 2.3.3 wird dann die derzeit gültige Regelung betrachtet. Bei der Darstellung, Einordnung und Kritik in den einzelnen Abschnitten erfolgt keine detaillierte und umfassende Betrachtung, sondern vielmehr soll jeweils auf die wesentlichen Aspekte und die grundlegende Wirkungsweise eingegangen werden. Dabei wird auf die in diesem Kapitel erarbeitete Systematisierung und den in Abschnitt 2.2 selbst entwickelten Vorschlag zur Kapazitätsallokation zurückgegriffen. Im abschließenden Abschnitt 2.3.4 werden Handlungsempfehlungen abgeleitet.¹⁸³

2.3.1 Bisherige Kapazitätsallokation (gültig bis zum 31. Dezember 2023)

In diesem Abschnitt wird das Ziel verfolgt, die bis zum 31. Dezember 2023 bestehenden Regelungen mit Bezug zur Kapazitätsallokation in den Stromverteilnetzen kurz darzustellen, einzuordnen und zu kritisieren.¹⁸⁴ Dafür wird einerseits auf die Regelungen bzw. die Rechteverteilung beim Anschluss neuer Lasten an die Stromverteilnetze eingegangen. Andererseits werden die (Kapazitäts-)Regeln beim Strombezug der neuen Lasten und damit die Zuordnung von Kapazitätsrechten „im Betrieb“ der neuen Lasten betrachtet.

¹⁸³ Dabei sind in diesem Abschnitt 2.3 Entwicklungen bis zum 15. Januar 2024 berücksichtigt.

¹⁸⁴ Da die (in Abschnitt 2.3.3 thematisierte) Kapazitätsallokation, die seit dem 1. Januar 2024 und damit zukünftig angewandt wird, auch noch umfangreiche Elemente der in diesem Abschnitt betrachteten (bis zum 31. Dezember 2023 in dieser Form „gültigen“) Kapazitätsallokation beinhaltet, wird bei der Darstellung, Einordnung und Kritik in diesem Abschnitt z. T. die (zeitliche) Gegenwartsform verwendet.

2.3.1.1 Darstellung

2.3.1.1.1 „Traditionelle Regelungen“ bezüglich des Anschlusses von (neuen) Lasten in der Niederspannung

Die Regelungen und damit auch die Rechteverteilung beim Anschluss von neuen Lasten in der Niederspannungsebene sind überwiegend in der Verordnung über „Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung“ (Niederspannungsanschlussverordnung, kurz: NAV) und dort insbesondere im § 19 sowie durch die „Technischen Anschlussregeln Niederspannung“ (VDE-AR-N 4100)¹⁸⁵ des Forums Netztechnik / Netzbetrieb (FNN), der nach der Satzung des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) ein Ausschuss im Rahmen des VDE darstellt,¹⁸⁶ geregelt. Die Konkretisierung und Umsetzung der Regelungen erfolgt durch die „Technischen Anschlussbedingungen Niederspannung“ (TAB). Unter der Koordination des Branchenverbands Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) wurde ein sogenannter „Bundesmusterwortlaut“ der TAB erarbeitet und veröffentlicht.¹⁸⁷ Diese TAB dürfen von jedem VNB für das eigene Versorgungsgebiet in gewissem Umfang angepasst werden und sind nach § 18 EnWG vom VNB zu veröffentlichen.

Für einen „kleinen“ Nachfrager bzw. Haushalt ist grundsätzlich ein Recht auf Anschluss der eigenen Lasten in der Niederspannungsebene des Stromverteilnetzes vorgesehen. Dem VNB wird jedoch das Recht eingeräumt, dass er ein Anschlussbegehren unter bestimmten Voraussetzungen ablehnen kann. Für den Bereich der neuen Lasten ist dabei nach der Art der Last zu unterscheiden. Der Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung bis 3,6 kVA ist nicht meldepflichtig. Oberhalb von 3,6 kVA bis einschließlich 12 kVA besteht eine Anmeldepflicht des Nachfragers beim VNB.¹⁸⁸ In diese Kategorie fallen auch handelsübliche Wallboxen mit einer Ladeleistung bis zu 11 kW. Für Ladeeinrichtungen mit höherer Leistung (z. B. eine Wallbox mit 22 kW Ladeleistung) besteht eine Zustimmungspflicht durch den VNB. Dieser ist verpflichtet, sich innerhalb von zwei Monaten nach Eingang der Mitteilung zu äußern. Durch dieses Vorgehen soll einerseits sichergestellt werden, dass der VNB über den Anschluss von Ladeeinrichtungen im Versorgungsgebiet grundsätzlich informiert ist und bei größeren Lasten vorab eine Netzverträglichkeitsprüfung durchführen kann, um die Auswirkungen und zukünftigen Auslastungen für die Betriebsmittel des Verteilnetzes zu simulieren.¹⁸⁹ Stimmt der VNB dem Anschluss nicht zu, hat er laut § 19 NAV den Hinderungsgrund, mögliche Abhilfemaßnahmen seitens des VNB und des Nachfragers sowie den dafür beim VNB erforderlichen Zeitbedarf darzulegen. Eine möglicherweise notwendige Verstärkung bzw. einen Umbau der Hausinstallation sowie die dafür anfallenden Kosten hat der Antragsteller selbst zu tragen. Unter

¹⁸⁵ Vgl. die VDE-Anwendungsregel „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb“ (Technische Anschlussregeln Niederspannung – VDE-AR-N 4100“) auf der Internetseite des VDE Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., abgerufen am 23.03.2024 unter <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>.

¹⁸⁶ Vgl. für eine Darstellung des FNN die Internetseite des VDE, abgerufen am 23.02.2024 unter <https://www.vde.com/de/fnn/vde-fnn-im-fokus>.

¹⁸⁷ Siehe BDEW (2023).

¹⁸⁸ Diese Vorgabe ergibt sich aus § 19 NAV Abs. 2 sowie der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4100.

¹⁸⁹ Vgl. dazu VDE (2019).

Umständen notwendige Maßnahmen im Stromverteilnetz sind grundsätzlich vom VNB zu tragen und werden letztlich über die allgemeinen Netzentgelte finanziert.¹⁹⁰

Für sogenannte „Geräte zur Beheizung oder Klimatisierung, ausgenommen ortsveränderliche Einzelgeräte“, zu denen auch Wärmepumpen gezählt werden, besteht bei einem Anschluss in der Niederspannung eine Zustimmungspflicht durch den VNB. Einige VNB haben auch weitere Kriterien wie bspw. die Begrenzung des maximalen Anlaufstroms definiert oder eine Staffelung nach der Bezugsleistung des Geräts erlassen.¹⁹¹

Bei Batteriespeichern liegen in den TAB zwei Unterscheidungskriterien vor. Einerseits wird nach der Bemessungsleistung unterschieden und andererseits differenziert, ob eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz möglich ist. Für Batteriespeicher, die in das öffentliche Netz einspeisen können, liegt stets eine Genehmigungspflicht durch den VNB vor. Besteht keine Möglichkeit der Einspeisung aus dem Batteriespeicher in das öffentliche Netz, d. h. es erfolgt – wenn überhaupt – ein Strombezug aus dem Verteilnetz, ist bei einer Bemessungsleistung bis einschließlich 12 kVA eine Meldepflicht gegenüber dem VNB vorgesehen. Übersteigt die Summen-Bemessungsleistung (je Kundenanlage) 12 kVA, besteht hingegen eine Zustimmungspflicht durch den VNB.¹⁹²

2.3.1.1.2 Ergänzende Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG

Neben den bisher vorgestellten Regelungen sind für die sogenannten „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ (SteuVE) der Nachfrager, die auf der Netzebene der Niederspannung angeschlossen sind, im § 14a EnWG weitere Regeln mit Bezug zur Zuordnung von Kapazitätsrechten verortet. Die letzte Überarbeitung des § 14a EnWG erfolgte im Jahr 2023 und die damit bis heute gültige Fassung wurde am 27. Mai 2023 verkündet.¹⁹³ Zu den adressierten SteuVE werden dabei nach § 14a Abs. 3 EnWG insbesondere Wärmepumpen, Nachtstromspeicherheizungen, (nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für) Elektrofahrzeuge und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie gezählt, die in dieser Arbeit bisher unter dem Begriff der neuen Lasten zusammengefasst wurden. Weiterhin werden nach § 14a Abs. 3 EnWG auch Anlagen zur Erzeugung von Kälte als SteuVE gezählt. Zusätzlich wird der BNetzA das Recht eingeräumt, festzulegen, welche weiteren Endgeräte als SteuVE gelten.

Über die in § 14a Abs. 1 EnWG verorteten Rechte kann die BNetzA durch eine bundeseinheitliche Festlegung den VNB, Lieferanten und Nachfragern verpflichtend vorschreiben, dass diese Vereinbarungen über die sogenannte netzorientierte Steuerung für SteuVE oder von Netzanschlüssen, bei denen SteuVE verortet sind, abzuschließen haben. Für die betroffenen Nachfrager ist in diesem Fall eine Netzentgeltreduktion vorzusehen. Die netzorientierte Steuerung kann dabei über wirtschaftliche

¹⁹⁰ Eine Abweichung von dieser allgemeinen Regel stellen bspw. sogenannte Baukostenzuschüsse dar, die in § 11 NAV geregelt sind und unter bestimmten Voraussetzungen vom VNB erhoben werden dürfen.

¹⁹¹ Vgl. BDEW (2023, S. 17).

¹⁹² Vgl. BDEW (2023, S. 17).

¹⁹³ Vgl. dazu das „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.05.2023 im Bundesgesetzblatt (BGBl) Jahrgang 2023 Teil I Nr. 133 auf der Internetseite des Bundesministeriums der Justiz, abgerufen am 24.02.2024 unter <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>.

Anreize, über Vereinbarungen zu Netzanschlussleistungen und über die Steuerung einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erfolgen. Unter den Nummern 1 bis 9 des § 14a Abs. 1 EnWG sind ferner spezielle Regelungen genannt, die die Festlegung insbesondere enthalten kann. Diese umfassen verschiedene Aspekte wie die Vorrangigkeit bzw. Staffelung der Maßnahmen für die netzorientierte Steuerung, verschiedene technische und weitere Voraussetzungen wie bspw. die Fähigkeit des VNB zur Netzzustandsüberwachung, Vorgaben beim Messwesen bzw. der Messung, die Definitionen und Voraussetzungen für SteuVE oder den Umfang der Reduzierung der Netzentgelte für die Nachfrager. Mit dem „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG hat sich die BNetzA entschlossen, eine bundeseinheitliche Regelung zu etablieren, was letztlich durch den Beschluss vom 27. November 2023 auch erfolgt ist.¹⁹⁴ Die von der BNetzA beschlossene bundeseinheitliche Regelung, die auch dem Status quo seit dem 1. Januar 2024 entspricht, wird im späteren Abschnitt 2.3.3 dargestellt und diskutiert.

Bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der bundeseinheitlichen Regelung hatte ein VNB nach § 14a Abs. 2 EnWG jedem Nachfrager im Versorgungsgebiet mit SteuVE eine (Tarif-)Option mit einem reduzierten Netzentgelt für die SteuVE anzubieten und war im Gegenzug berechtigt, eine netzdienliche Steuerung der SteuVE durchzuführen. Die Voraussetzungen dafür sind ein abgeschlossener Netznutzungsvertrag zwischen dem VNB und dem Nachfrager sowie ein separater Zählpunkt für die SteuVE.

Sobald die Messstelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, hat nach § 14a Abs. 4 EnWG die Steuerung entsprechend den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) inkl. konkretisierender Richtlinien zu erfolgen, wobei der BNetzA das Recht zugeordnet wird, Bestands- und Übergangsregelungen für vorher bestehende Vereinbarungen zu treffen.

2.3.1.2 Einordnung und Kritik

2.3.1.2.1 Allgemeine und übergreifende Aspekte

Beim Anschluss von Lasten in der Niederspannung wurde bei der Rechteverteilung bei den bis zum 31. Dezember 2023 gültigen Regelungen zwischen den verschiedenen Arten von Lasten unterschieden. Grundsätzlich lassen sich die dargestellten Regelungen so einordnen, dass die Nachfrager das Recht besitzen, Lasten mit eher geringen Bezugsleistungen jederzeit und ohne vorherige Anmeldung oder Zustimmung durch den VNB an das Verteilnetz anzuschließen. Für die traditionellen Lasten mit größerer Leistung wie bspw. (größere) Endgeräte zur Warmwasserbereitung sowie bestimmte Teile der neuen Lasten wird durch die unterschiedlichen Anmelde- und Zustimmungspflichten für den VNB die Möglichkeit geschaffen, dass die VNB die Rückwirkungen auf das Verteilnetz prüfen und bei Vorlage einer hinreichenden Begründung den Anschluss auch untersagen bzw. zumindest zeitlich verschieben können. Über eine solche Regelung soll sichergestellt werden, dass nur weitere größere Lasten an das Verteilnetz angeschlossen werden können, wenn

¹⁹⁴ Vgl. BNetzA (2023a) sowie BNetzA (2023b).

ausreichend Verteilnetzkapazität zur Verfügung steht. Die Regelung sieht dabei einen quasi einheitlichen zentralen Rahmen vor, in dem bspw. Schwellenwerte und prozedurale Aspekte wie Vorgaben zur Begründung bei Ablehnung eines Anschlussbegehrens geregelt werden. Gleichzeitig erhält jedoch der zuständige VNB das Recht, die Details der Regelung weiter auszugestalten oder die Regelungen in gewissem Umfang anzupassen. Auf diese Weise kann dezentrales Wissen für Abwägungsentscheidungen über die Situation vor Ort einbezogen werden. Durch die Möglichkeit, dass ein VNB den Anschluss neuer Lasten unter bestimmten Voraussetzungen ablehnen oder zumindest zeitlich verschieben darf, wird gleichzeitig für die bestehenden Nachfrager ein gewisser Schutz für vergangene spezifische Investitionen in Endgeräte etabliert.¹⁹⁵ Außerdem wird durch diese Regelungen der VNB über den Anschluss neuer leistungsstarker Endgeräte im Versorgungsgebiet informiert, was für den VNB insbesondere für die Schaffung eines Auslastungsverständnisses im Verteilnetz relevante Informationen darstellen. Es ist allerdings zu kritisieren, dass bis zur Festlegung einer bundeseinheitlichen Regelung insbesondere eine gewisse Unsicherheit für Nachfrager bestand, die eine neue Wärmepumpen installieren wollten, da der Anschluss in jedem Fall zustimmungspflichtig war.

Um die Klimaziele im Wärme- und Verkehrssektor zu erreichen, sollte grundsätzlich jeder Nachfrager das Recht besitzen, innerhalb eines angemessenen Zeitraums eine Wärmepumpe und eine Wallbox für das eigene Elektroauto anschließen zu dürfen. Die beschriebene Regelung der Rechteverteilung beim Anschluss von Lasten an das Stromverteilnetz in der Niederspannung kann daher – von der Zustimmungspflicht beim Anschluss von Wärmepumpen abgesehen – als grundsätzlich sinnvoll eingestuft werden. Eine weitergehende Einordnung und Beurteilung von Details der Ausgestaltung (wie bspw. der Frage, ab wann eine Last nicht als üblich für einen Haushalt gilt, und damit den Leistungsgrenzen, ab denen eine Anmelde- oder Zustimmungspflicht des VNB bestehen sollte bzw. ab denen der VNB ein Recht erhält, ggf. den Anschluss neuer Lasten (zumindest zeitweise) zu untersagen), kann im Rahmen dieser Arbeit, in der technisch-ökonomische Analysen im Allgemeinen und entsprechende quantitativen Betrachtungen im Speziellen grundsätzlich nicht durchgeführt werden, nicht geleistet werden.

Mit den weiteren Regelungen, die überwiegend in § 14a EnWG verankert sind, wurde eine weitere Unterscheidung zwischen verschiedenen Arten von Lasten eingeführt. Die Regelung bezieht sich auf SteuVE, sodass nicht steuerbare Verbrauchseinrichtungen und damit der in dieser Arbeit als traditionellen Lasten bezeichnete Bereich nicht direkt adressiert wurde. Grundsätzlich positiv anzumerken ist, dass die bundeseinheitliche Regelung zwingend einen verpflichtenden Charakter haben muss. Ansonsten nehmen die Nachfrager nur an der Regelung teil, wenn für sie dadurch finanzielle Vorteile in Form von ausreichend reduzierten Netzentgelten einhergehen würden, was ggf. zu unerwünschten Verteilungseffekten zwischen verschiedenen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen führen kann. Positiv anzumerken ist, dass die im § 14a EnWG vorgesehenen Optionen für eine bundeseinheitliche Regelung zumindest einer potentiell sinnvollen Ausgestaltung der

¹⁹⁵ Eine derartige Regelung könnte auch mit gewissen Regeln zur Kapazitätserweiterung bzw. einem Netzausbau für den VNB verknüpft werden, was jedoch nicht Gegenstand der Betrachtungen in diesem Kapitel ist.

Kapazitätsallokation nicht im Wege stehen. Eine weiterführende Kritik und Einordnung der von der BNetzA festgelegten bundeseinheitlichen Regelung erfolgt im späteren Abschnitt 2.3.3.

Ohne Vorliegen einer bundeseinheitlichen Festlegung durch die BNetzA wären die VNB verpflichtet, jedem Nachfrager für die SteuVE eine (Tarif-)Option mit vermindertem Netzentgelt anzubieten und würden im Gegenzug das Recht zur sogenannten netzdienlichen Steuerung erhalten. Diese Regelung wäre damit im Gegensatz zu einer bundeseinheitlichen Regelung so gestaltet, dass die Nachfrager selbst entscheiden könnten, ob sie die vom VNB angebotene Option nutzen, was im Regelfall dann passieren würde, wenn eine ausreichende wirtschaftliche Attraktivität über die Höhe der Reduktion des Netzentgeltes im Vergleich zu den Kosten für mögliche Unterbrechungen beim Netzbezug und den zusätzlichen Zählpunkt sichergestellt wäre.¹⁹⁶

Ergänzend zu den bisher genannten Punkten ist festzuhalten, dass bei der bis zum 31. Dezember 2023 gültigen Regelung das Zusammenwirken mit dem Gesamtstromsystem nicht explizit thematisiert wurde. Daher wird auch nicht auf eine integrierte Betrachtung über lokale Knappheiten bei der Verteilnetzkapazität und Knappheiten im zentralen Stromsystem hinweg hingewiesen. Außerdem war bei der Regelung bis zum 31. Dezember 2023 nicht vorgesehen, die Kapazitätsallokation mit Bezug zu einem Zeitblock durchzuführen. Ferner ist die Aufgabenwahrnehmung zwischen Akteuren bei der Kapazitätsallokation bisher nicht abschließend geklärt, was eine weitere detaillierte Einordnung der Regelungen erschwert. Die vorstehend genannten Punkte können damit höchstens innerhalb der Festlegung einer bundeseinheitlichen Regelung durch die BNetzA adressiert werden.

2.3.1.2.2 Konstellation (A): Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung durch die BNetzA ist bisher nicht erfolgt

Die bis zum 31. Dezember 2023 gültigen Regelungen lassen sich unter Rückgriff auf die in dieser Arbeit entwickelten Ausgestaltungsfragen und Systematisierung von Kapazitätsallokationsmechanismen analysieren und einordnen,¹⁹⁷ wobei zunächst die (historische) Konstellation betrachtet wird, bei der keine bundeseinheitliche Regelung vorliegt.

Da für traditionellen Lasten ohne größere Bezugsleistung grundsätzlich das Recht zum Anschluss an das Verteilnetz besteht, jenseits der allgemeinen Regelungen zum Hausanschluss in der Niederspannung keine gesonderte Zustimmung des VNB eingeholt werden muss und diese Lasten auch bei den weiteren Regelungen für SteuVE nicht adressiert werden, erhält ein Nachfrager zeitlich unbegrenzte und in ihrer Wertigkeit absolute Kapazitätsrechte für diese Lasten. Dieses Vorgehen lässt

¹⁹⁶ Die folgende Beispielkalkulation für ein Elektrofahrzeug soll exemplarisch der Veranschaulichung dienen. Wird grundsätzlich angenommen, dass die möglichen Unterbrechungen beim Strombezug durch die sogenannte netzdienliche Steuerung so gestaltet sind, dass ein Nachfrager dadurch nicht merklich negativ beeinflusst wird, sind mögliche Nutzenverluste zu vernachlässigen. Für diesen Fall können aus Sicht eines Nachfragers die Kosten für den zusätzlichen Zählpunkt in Relation zur Netzentgeltreduktion gesetzt werden. Werden die Kosten bei Elektrofahrzeugen für einen zusätzlichen Zählpunkt mit 100 Euro pro Jahr kalkuliert und die Netzentgeltreduktion mit 4 ct. pro kWh angenommen, besteht für den Nachfrager ab einem Strombezug über den Zählpunkt von 2.500 kWh pro Jahr ein finanzieller Vorteil. Unter der Annahme eines Verbrauchs von 20 kWh pro 100km entspricht das einer jährlichen Fahrleistung von 12.500 km. Bei Wärmepumpen werden mögliche Unterbrechungen bei Strombezug Einfluss auf die Auslegung der Anlage haben. Damit einhergehende Mehrkosten sind – gerade beim Einbau im Altbau – sehr heterogen und damit nur schwer abschätzbar, sodass auf eine Beispielkalkulation für eine Wärmepumpe an dieser Stelle verzichtet wird.

¹⁹⁷ Vgl. insbesondere die Abschnitte 2.2.1.1 und 2.2.2.1.

sich auch als eine einmalige Termin-Allokation eines zeitlich unbegrenzten und mit quasi absoluter Wertigkeit versehenen Produktes bzw. Zeitblocks einordnen, wodurch die Etablierung einer Prioritätsstufe für traditionelle Lasten erfolgt, wie sie in Abschnitt 2.2.2.2.1 als „Höchste Prioritätsstufe (Prio 1)“ beschrieben ist. In dieser Prio-Stufe lassen sich auch die traditionellen Lasten einordnen, die beim Anschluss an das Stromnetz einer Anzeige- oder Genehmigungspflicht durch den VNB unterliegen. Der Unterschied besteht hier lediglich in den unterschiedlichen Zugangsregeln.

Für SteuVE wurden durch die Regelungen zwei weitere Prio-Stufen etabliert. Die Zugangsregeln zu diesen Prio-Stufen ergab sich durch das Wahlrecht der Nachfrager, die damit selbst entscheiden konnten, in welche Prio-Stufe eine SteuVE verortet werden soll. In der ersten der beiden Prio-Stufen erhielten SteuVE die gleichen (quasi absoluten) Kapazitätsrechte wie die traditionellen Lasten und unterlagen keiner Steuerung durch den VNB. Allerdings erhielten Nachfrager in diesem Fall auch keine finanzielle Kompensation in Form eines reduzierten Netzentgelts. In der anderen Prio-Stufe für SteuVE erhielten die Nachfrager über eine Termin-Allokation für ihre Endgeräte Kapazitätsrechte mit einer relativen Wertigkeit, da der VNB grundsätzlich berechtigt war, die Verteilnetzkapazität für die SteuVE in dieser Prio-Stufe in einem bestimmten Umfang einzuschränken bzw. zu reduzieren. Im Gegenzug wurde ein vermindertes Netzentgelt gewährt. Allerdings hatten die Nachfrager gleichzeitig die Kosten für einen eigenen Zählpunkt zu übernehmen. Durch diese Ausgestaltung der Prio-Stufen für SteuVE hätte unter Umständen eine Reduktion der Netzentgelte für SteuVE zu einer Erhöhung der Netzentgelte in den anderen Prio-Stufen und damit auch für traditionelle Lasten führen können.¹⁹⁸

Neben den bisher diskutierten Rechteverteilungen durch Termin-Allokationen ist auch die Akut-Allokation zu betrachten, wobei diese aufgrund der Ausgestaltung der Regelung nur innerhalb der Prio-Stufe für die SteuVE mit geringer relativer Wertigkeit der Kapazitätsrechte Anwendung gefunden hätte, da für die Lasten in den vorher diskutierten Prio-Stufen grundsätzlich immer ausreichend Verteilnetzkapazität zur Verfügung stehen sollte. Die Akut-Allokation sollte dabei laut § 14a EnWG netzdienlich und durch den VNB erfolgen. Weitere Details zur Ausgestaltung der Akut-Allokation waren nach der Regelung, die bis zum 31. Dezember 2023 galt, unklar.

¹⁹⁸ Können die hinzukommenden neuen Lasten mit der bestehenden Netzkapazität bedient werden, sollten unter der bestehenden Netzentgeltsystematik keine höheren Netzentgelte für die traditionellen Lasten entstehen. Durch die dann vorliegende höhere durchschnittliche Auslastung der bestehenden Netzkapazitäten dürfte es vermutlich sogar zu einer Senkung der Netzentgelte kommen. Allerdings ist zumindest mittelfristig mit Verteilnetzausbau durch die Integration der neuen Lasten zu rechnen, der dann unter der bestehenden Netzentgeltsystematik zu höheren Netzentgelten auch bei den traditionellen Lasten führen kann, was allerdings erst im nachfolgenden Kapitel thematisiert werden wird.

Neben der Betrachtung der Entwicklung der Höhe der Netzentgelte ist ferner zu beachten, welche Effekte die Integration der neuen Lasten auf die Kosten des Gesamtsystems haben können. Wird der Strombezug der neuen Lasten so angereizt, dass er zukünftig vor allem in Zeiten mit einem großen Stromangebot im zentralen Stromsystem erfolgt, dürfte dies einen Beitrag zur Senkung der Gesamtsystemkosten darstellen, weil weniger Strom in Zeiten mit höherer Knappheit nachgefragt wird. Eine abschließende Aussage, mit welchen Effekten die Integration neuer Lasten für einzelne (bestehende) Nachfragergruppen einhergeht, kann daher in dieser Arbeit und mit der zugrundeliegenden Methodik nicht geleistet werden und bedarf weiterführender Analysen.

2.3.1.2.3 Konstellation (B): Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung durch die BNetzA ist erfolgt

Nachdem die BNetzA eine Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung getroffen hat, ist die Wahlmöglichkeit für die Nachfrager entfallen und für SteuVE wurde mindestens eine eigene Prio-Stufe etabliert. Für die SteuVE fällt ein vermindertes (Netz-)Entgelt an, dafür haben die Nachfrager der SteuVE jedoch im Vergleich zur Prio-Stufe für die traditionellen Lasten geringere relative Wertigkeiten der Kapazitätsrechte zu akzeptieren. Das der BNetzA zugestandene Recht der Festlegung einer bundeseinheitlichen Regelung, die verpflichtende Vereinbarungen vorsieht, kann somit als Recht zur Festlegung der Regeln für die Kapazitätsallokation bei SteuVE durch die BNetzA eingeordnet werden, wobei im § 14a EnWG ergänzend verschiedene „Kann-Bestimmungen“ aufgelistet sind. Die „Kann-Bestimmungen“ des § 14a EnWG sehen außerdem vor, dass die BNetzA über die Ausgestaltung der Akut-Allokation zu entscheiden hat. Wie bereits erwähnt, hat die BNetzA mit Wirkung zum 1. Januar 2024 eine bundeseinheitliche Regelung zu erlassen. Diese wird im späteren Abschnitt 2.3.3 dargestellt, eingeordnet und kritisiert.

2.3.1.2.4 Fazit

In diesem Abschnitt wurde überblickartig die bis heute gültige gesetzliche Grundlage für die Kapazitätsallokation in der Niederspannung, die überwiegend in §14a EnWG verortet ist, sowie die bis zum 31. Dezember 2023 geltende Regelung dargestellt, eingeordnet sowie kritisiert. Dafür wurde auf die in den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels entwickelte Systematik zurückgegriffen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Regelungen zunächst eine Differenzierung in Prio-Stufen für traditionelle Lasten und SteuVE vorgesehen haben, die nicht primär auf der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager basiert, sondern nach den technisch-systemischen Eigenschaften der einzelnen Arten von Endgeräten erfolgt, was als grundsätzlich positives Vorgehen eingeordnet werden kann. Gleichzeitig war für die verschiedenen Endgeräte der SteuVE gerade keine Differenzierung vorgesehen. So erfolgte bis zur Festlegung einer bundeseinheitlichen Regelung durch die BNetzA die Einordnung in die Prio-Stufen durch die Nachfrager selbst anhand von finanziellen Anreizen in Form von reduzierten Netzentgelten, wobei die Höhe der Reduktion vom zuständigen VNB festzulegen war. Abhängig von der Detailausgestaltung kann ein solcher Ansatz zu Verteilungseffekten zuungunsten traditioneller Lasten führen. Ohne bereits an dieser Stelle in der Arbeit auf weiterführende Details der Festlegung für eine bundeseinheitliche Regelung einzugehen, kann bereits geschlussfolgert werden, dass eine bundeseinheitliche Regelung als grundsätzlich vorteilhaft eingestuft werden kann, da die in § 14a Abs. 2 EnWG vorgesehene Regelung in jedem Fall als nachteilig zu bewerten ist. Exemplarisch kann hierzu auf die fehlende Unterscheidung zwischen den verschiedenen Arten von Endgeräten der neuen Lasten und damit eine fehlende Technologiedifferenzierung verwiesen werden. Auch ist unklar, ob sonst bei einem schnellen Hochlauf der neuen Lasten sichergestellt werden kann, dass für alle Endgeräte stets zumindest eine gewisse Basis-Verteilnetzkapazität zur Verfügung steht und somit ein ausreichender Schutz der spezifischen Investitionen der Nachfrager vorliegt.

Grundsätzlich kritisch zu hinterfragen ist, dass bei den bis zum 31. Dezember 2023 gültigen Regeln zur Kapazitätsallokation keine explizite Berücksichtigung der Knappheiten im zentralen Stromsystem erfolgte. Eine fehlende integrierte Gestaltung von Kapazitätsallokation im Verteilnetz mit dem zentralen

Stromsystem wird zukünftig zu erheblichen Defiziten für das Gesamtstromsystem führen. Abschließend ist anzumerken, dass die bis zum 31. Dezember 2023 gültigen (gesetzlichen) Regelungen eher rudimentär angelegt waren und daher die Anreizwirkungen nicht im Detail eingeordnet werden konnten.

2.3.2 Diskutierte (und nicht umgesetzte) Reformvorschläge

In den letzten Jahren wurden von unterschiedlichen Akteuren Vorschläge zur Kapazitätsallokation bei Stromverteilnetzen unterbreitet, die zur Weiterentwicklung der bisher geltenden Regeln beitragen sollten. In diesem Abschnitt wird daher kurz auf ausgewählte Vorschläge eingegangen, wobei auf eine umfangreiche Analyse verzichtet wird und stattdessen jeweils die wesentlichen Aspekte sowie die Wirkungsweise der Vorschläge dargestellt, kurz eingeordnet und kritisiert werden.¹⁹⁹

Zunächst wird im Abschnitt 2.3.2.1 der Referentenentwurf „Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)“ des BMWi vom 22. Dezember 2020 diskutiert, der in seiner grundlegenden Ausgestaltung aus dem Vorschlag der Spitzenglättung abgeleitet wurde. Der Vorschlag der Spitzenglättung wurde im Rahmen eines vom BMWi finanzierten Gutachtens unter Federführung von BET Büro für Energiewirtschaft und technische Beratung GmbH (BET) entwickelt. Der zweite, in Abschnitt 2.3.2.2 betrachtete Vorschlag basiert auf einer Studie der Consentec GmbH (Consentec), die für die Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) verfasst wurde und als explizite Replik auf den Vorschlag aus der vorher genannten BET-Studie zu sehen ist. Im abschließenden Abschnitt 2.3.2.3 werden noch kurz weitere Ansätze aufgelistet, die jedoch nicht vertieft analysiert werden.

2.3.2.1 Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) des BMWi basierend auf dem BET-Vorschlag der Spitzenglättung

In diesem Abschnitt wird auf den Referentenentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG) eingegangen.²⁰⁰ Der Referentenentwurf basiert im Wesentlichen auf dem Vorschlag der Spitzenglättung, welcher im Rahmen des Gutachtens „Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“ unter der Federführung von der BET entwickelt wurde.²⁰¹ Aus diesem Grund wird folgend auch nicht noch zusätzlich auf den BET-Vorschlag der

¹⁹⁹ In diesem Abschnitt wird umfangreich (und z. T. wortgleich) auf Darstellungen, Einordnungen und Kritik in BIESCHKE / BECKERS / VORWERK (2023a), BIESCHKE ET AL. (2023) sowie BIESCHKE / BECKERS / VORWERK (2023b) zurückgegriffen.

²⁰⁰ Vgl. für den Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) mit dem Bearbeitungsstand vom 22.12.2020, 16:06 Uhr die Internetseite von Becker Büttner Held Rechtsanwälte Steuerberater Unternehmensberater PartGmbH (BBH), abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bbh-blog.de/wp-content/uploads/20201218_Referentenentwurf_SteuVerG.pdf.

²⁰¹ Vgl. ZANDER ET AL. (2020). Das Gutachten ist Teil des vom BMWi beauftragten Projektes „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“, welches von Ernst & Young GmbH (EY), BET und WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK) bearbeitet wird. Vgl. hierzu die Internetseite des BMWK, abgerufen am 24.02.2024 unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gutachten-digitalisierung-der-energiewende.html>.

Spitzenglättung eingegangen. Der Referentenentwurf wurde seitens des BMWi im Januar 2021 zurückgezogen.²⁰²

2.3.2.1.1 Darstellung

Bei diesem Vorschlag werden grundsätzlich zukünftig ans Netz anzuschließende SteuVE in der Niederspannung mit einer Bemessungsleistung von über 3,7 kW adressiert. Allerdings sind in § 118 Abs. 18 EnWG auch verschiedene Übergangsregelungen für den Bestand und den grundsätzlichen Ausschluss von Nachtspeicherheizungen vorgesehen. Ferner besteht die Möglichkeit einer optionalen Teilnahme für SteuVE mit einer Bemessungsleistung von unter 3,7 kW.

Als technische Voraussetzung beim Nachfrager wird die Abwicklung über ein intelligentes Messsystem genannt.²⁰³ Außerdem ist für die SteuVE ein eigener Zählpunkt mit moderner Messeinrichtung notwendig.^{204, 205} Sofern eine Optierung auf „vollflexibel“ durch den Nachfrager erfolgt, welche später in diesem Abschnitt erläutert wird, beziehen sich die Ausstattungspflichten nicht nur auf die SteuVE selbst, sondern auf den gesamten Netzanschluss des Nachfragers. In allen Fällen trägt der Nachfrager bzw. Anschlussnehmer alle Kosten für die Herstellung der Steuerbarkeit innerhalb seiner elektrischen Anlage bzw. Hausinstallation (d. h. aus Blickwinkel des öffentlichen Verteilnetzes „hinter“ dem Netzanschluss), während der VNB grundsätzlich alle Kosten darüber hinaus zu tragen hat (d. h. „vor“ dem Netzanschluss und damit im Netz der öffentlichen Versorgung).

UN-/BEDINGTE BESTELLEISTUNG ALS WEITERE KOMPONENTE IM NETZANSCHLUSSVERHÄLTNIS

Der im Referentenentwurf vorgesehene Vorschlag sieht für das Netzanschlussverhältnis eine weitere Komponente vor. So hat jeder Nachfrager für die eigenen SteuVE beim VNB verpflichtend die gewünschte Netzkapazität am Anschlusspunkt zu beantragen. Dabei ist die gewünschte maximale Entnahmeleistung anzugeben (sog. „Bestelleistungsprinzip“), wobei einerseits die maximale Kapazität ohne Möglichkeit der Begrenzung durch den VNB („unbedingte Bestelleistung“) und die maximale vorübergehend durch den VNB reduzierbare Kapazität („bedingte Bestelleistung“) anzugeben ist. Für die traditionellen Lasten ist wie bisher Verteilnetzkapazität vorgesehen, die auch vorübergehend keiner Kapazitätsallokation unterliegen darf und somit für den Nachfrager in voller Höhe dauerhaft verfügbar

²⁰² Vgl. hierzu die Pressemitteilung vom 17.01.2021 auf der Internetseite des BMWK, abgerufen am 24.02.2024 unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/01/20210117-berichterstattung-welt-am-sonntag-laden-von-e-autos.html>.

²⁰³ Ein intelligentes Messsystem ist laut § 2 Nr. 7 MsbG als die Kombination einer modernen Messeinrichtung und eines Smart-Meter-Gateways definiert.

²⁰⁴ Laut § 30 MsbG ist die Ausstattung von Messstellen mit einem intelligenten Messsystem technisch möglich, wenn mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme mit der geforderten Funktionalität anbieten. Eine entsprechende Feststellung sowie dafür notwendige sogenannte Marktanalysen stellt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) auf ihrer Internetseite bereit. Vgl. für die aktuelle Marktanalyse des BSI (Version 1.2 vom 30.10.2020) sowie die Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme vom 07.02.2020 die Internetseite des BSI, abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Marktanalyse/marktanalyse_node.html.

²⁰⁵ Die am 7. Februar 2020 vom BSI erlassene Allgemeinverfügung wurde beklagt und schließlich am 20.05.2022 vom BSI zurückgezogen. Vgl. dazu die „Allgemeinverfügung zur Aufhebung der Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme“ des BSI auf der Internetseite des BSI, abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bsi.bund.de/DE/Service-Navi/Presse/Pressemitteilungen/Presse2022/220520_Uebergangregelung-SMGW.html.

ist. Außerdem erhalten Nachfrager die Option, dass die Angabe der maximalen (unbedingten und bedingten) Entnahmeleistung nicht nur auf die SteuVE, sondern für den gesamten Netzanschluss angewendet wird und damit auch die traditionellen Lasten beinhaltet. Wird diese Option vom Nachfrager genutzt, wird dieser Nachfrager im Referentenentwurf als „vollflexibel“ bezeichnet. Die von den Nachfragern beantragte maximale Entnahmeleistung unterliegt der Zustimmung des zuständigen VNB. Grundsätzlich ist dabei eine Zustimmungspflicht des VNB vorgesehen, der zu prüfen hat, ob die technische Kapazität des Netzanschlusses und der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes einschließlich der Trafo-Stationen im jeweiligen Versorgungsbereich ausreicht („technische Möglichkeit“). Bei einer Ablehnung der beantragten maximalen Entnahmeleistung durch den VNB hat dieser dem Nachfrager die maximal technisch mögliche Anschlussleistung zur Verfügung zu stellen. In bestimmten Fällen wird gesetzlich vermutet, dass die technische Möglichkeit des Anschlusses gegeben ist. So haben im Fall einer getrennten Betrachtung von traditionellen Lasten und SteuVE („teilflexibler Verbraucher“) die Nachfrager für die Verteilnetzkapazität der traditionellen Lasten keine maximale Entnahmeleistung zu beantragen. Damit bleibt dieser Bereich von der Regelung unberührt. Für eine SteuVE gilt bei der Beantragung einer ausschließlich bedingten maximalen Entnahmeleistung bis maximal 11 kW – d. h. der Nachfrager beantragt keine unbedingte Verteilnetzkapazität für diese SteuVE – die gesetzliche Vermutung der technischen Möglichkeit des Anschlusses. Gleiches gilt auch für den Fall eines Nachfragers, bei dem sich die Bestelleistung auf den gesamten Anschluss bezieht („vollflexibel“), wenn die für die traditionellen Lasten sowie alle SteuVE bestellte unbedingte Anschlussleistung 5 kW und die Summe der unbedingten und bedingten Anschlussleistung 16 kW nicht überschreitet. In den beiden genannten Fällen hat der VNB grundsätzlich innerhalb von zwei Monaten seine Zustimmung zu erteilen und muss ansonsten nachweisen, dass die Anschlussleistung der SteuVE technisch nicht möglich ist („Widerlegungspflicht“ des VNB). In allen anderen Fällen besteht für den VNB keine Zustimmungspflicht innerhalb von zwei Monaten, sodass der VNB länger Zeit hat, über die gewünschte Anschlussleistung zu entscheiden.²⁰⁶

SPITZENGLÄTTUNG BEI BEDINGTER BESTELLEISTUNG

Für die von den Nachfragern bestellte bedingte Entnahmeleistung ist im vorliegenden Vorschlag eine sogenannte Spitzenglättung vorgesehen. Diese sieht für den VNB die Berechtigung vor, vorübergehend die maximale Entnahmeleistung bezüglich der vereinbarten bedingten Anschlussleistung zur Vermeidung von Netzüberlastungen zu reduzieren, wobei der Einsatz nur bei der Möglichkeit einer Netzüberlastung erfolgen darf. Die erstmalige Anwendung oder der erneute Einsatz sowie die Beendigung der Spitzenglättung ist vom VNB einen Monat im Voraus gegenüber den Nachfragern und Lieferanten anzukündigen. Die Höhe der Leistungsreduktion bei einem Nachfrager ist im Referentenentwurf begrenzt. Dafür wird der Begriff der „kumulierten Zeit“ definiert, die sich aus der Summe aus jeder angefangenen Minute, in der die Verteilnetzkapazität reduziert wird, multipliziert mit dem Quotienten aus der vorgegebenen Leistungsreduktion und der vereinbarten bedingten Leistung

²⁰⁶ Für vollflexible Anschlüsse, die teilweise mit einem Leistungs- und Arbeitspreis gemessen werden, sind abweichende Regelungen vorgesehen (§ 4a IV der im Referentenentwurf geplanten Änderungen der Niederspannungsanschlussverordnung), die an dieser Stelle nicht vertieft betrachtet werden.

errechnet. Die Reduktion der „kumulierten Zeit“ darf pro Kalendertag maximal 120 Min betragen. Beispielsweise ist somit bei vollständiger Reduktion der bedingten Kapazität eine maximale Dauer von 120 Min. pro Kalendertag erlaubt.²⁰⁷

Der VNB hat die Spitzenglättung grundsätzlich über ein auf den aktuellen Netzzustand reagierendes Steuersignal umzusetzen. Es besteht gegenüber dem Nachfrager und dem Lieferanten eine tägliche Mitteilungspflicht über den Zeitraum und den Umfang der am Vortag erfolgten Spitzenglättung in 15-minütiger Auflösung. Alternativ zu diesem Vorgehen kann der VNB auch für maximal drei Jahre nach erster Anwendung am betreffenden Netzanschluss auf ein sogenannte „statisches Zeitfenster“ zurückgreifen. In diesen Zeiträumen darf der VNB die Kapazität eines Nachfragers pauschal auf maximal 50 % der bedingten Bestelleistung reduzieren, muss dabei aber ebenfalls auf die kumulierte Zeit achten. Im Fall einer Reduktion auf 50 % können die statischen Zeitfenster also pro Kalendertag maximal 240 Min. betrachten. Ferner unterliegt der VNB beim Rückgriff auf statische Zeitfenster einer ergänzenden Ankündigungspflicht gegenüber dem Nachfrager sowie dem Lieferanten und muss den Zeitraum und Umfang des statischen Zeitfensters spätestens einen Monat vor Wirksamwerden mitteilen. Sowohl beim Rückgriff auf ein den aktuellen Netzzustand berücksichtigendes Steuersignal als auch bei der Nutzung von statischen Zeitfenstern besteht für die BNetzA eine Festlegungskompetenz bezüglich der näheren Ausgestaltung von Prozessen, Fristen und Formaten hinsichtlich grundsätzlicher Ankündigungs- und Mitteilungspflichten.

WEITERE KOMPONENTEN DER BEPREISUNG BEI DER NETZNUTZUNG (LEISTUNGSPREIS / GRUNDPREIS SOWIE ARBEITSPREISE)

Der Referentenentwurf beinhaltet zusätzlich Vorgaben zur Bepreisung von SteuVE und Netzanschlüssen. So darf abweichend zum bisherigen Vorgehen bei Netzanschlüssen im Falle von SteuVE unter bestimmten Bedingungen ein BKZ auch bei unter 30 kW Leistungsanforderung erhoben werden.²⁰⁸ Bei teilflexiblen Nachfragern darf der VNB einen BKZ erheben, wenn der Nachfrager unbedingte Kapazität für die SteuVE bestellt. Auch bei der Votierung auf einen vollflexiblen Nutzer darf ein BKZ erhoben werden, wenn – vereinfacht gesagt – die vom Nachfrager gewünschte (i) unbedingte Bestelleistung 5 kW sowie die Summe unbedingter und bedingter Anschlussleistung 16 kW oder (ii) die unbedingte Bestelleistung 10 kW an der Entnahmestelle überschreitet.²⁰⁹ Ein BKZ für bedingte Anschlussleistung ist laut Referentenentwurf nicht vorgesehen. Ein zusätzlicher Netzanschluss an einem Grundstück ist wie eine Leistungserhöhung zu behandeln. Zusätzlich zu den Kosten für den Anschluss sind die Kosten im Bereich des Messwesens zu beachten. Wie bereits dargestellt, besteht – vorbehaltlich § 30 und 31 MsbG – eine Einbaupflicht für ein intelligentes Messsystem für die Messstelle, an die eine SteuVE angeschlossen wird. Für den ersten Zählpunkt hat der Nachfrager dabei jährlich

²⁰⁷ Vgl. hierzu S. 34–35 des Entwurfs des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG) mit dem Bearbeitungsstand vom 22.12.2020, 16:06 Uhr auf der Internetseite von BBH, abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bbh-blog.de/wp-content/uploads/20201218_Referentenentwurf_SteuVerG.pdf.

²⁰⁸ Die bisherigen Regelungen zur Erhebung von BKZ sind in § 11 NAV verankert.

²⁰⁹ Im Entwurf wird an dieser Stelle auf das Konzept der sogenannten Marktlokation abgestellt. Die Marktlokation entspricht laut den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) einer Einspeise- bzw. Entnahmestelle im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV). Vgl. dazu BNetzA (2019, S. 10 f.).

max. 100 Euro brutto und bei mehreren Zählpunkten für jede weitere moderne Messeinrichtung max. 23 Euro brutto zusätzlich zu zahlen.

Die weiteren Regeln für die Bepreisung der Nachfrager hängen maßgeblich vor allem an der Art der Netznutzung (teil- oder vollflexibler Nachfrager) und am Jahresverbrauch. Folgend werden die einzelnen Konstellationen überblicksartig dargestellt. Für die Nachfrager, die in der Klassifizierung als teilflexible Netznutzer gelten und damit eine getrennte Betrachtung zwischen traditionellen Lasten und SteuVE erfolgt, wird für die Bestelleistung für die SteuVE ein Jahrespreis in Euro pro kW erhoben. Im Referentenentwurf ist dabei vorgesehen, dass die wesentlichen Vorgaben in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verankert werden und dem VNB ein gewisser Gestaltungsspielraum bei der Festlegung der Höhe des Jahrespreises zugestanden wird. Der Preis für die bedingte Bestelleistung darf dabei max. 20 % des Preises für die unbedingte Bestelleistung betragen und bis 11 kW bedingte Bestelleistung pro Marktlokation darf kein Jahrespreis erhoben werden. Als Fristen bei Bestelleistungsanpassungen für bedingte Bestelleistung ist eine Vorankündigung von mindestens einem Monat vorgesehen und die Anpassung darf nur zum Monatswechsel erfolgen. Der Preis für die unbedingte Bestelleistung darf den Jahresleistungspreis für die „reguläre“ Netznutzung in der Niederspannung mit über 2.500 Jahresbenutzungsstunden nicht überschreiten und den Jahresleistungspreis unter 2.500 Jahresbenutzungsstunden nicht unterschreiten. Eine Absenkung der unbedingten Bestelleistung darf erst nach Ablauf von zwei Jahren nach der letzten Anpassung bzw. der erstmaligen Festlegung erfolgen, wobei es Ausnahmen bei einer dauerhaften Trennung der SteuVE vom Netz oder bei einem Wechsel des Anschlussnutzers gibt. Die Regeln zum Grund- bzw. Leistungspreis sowie dem Arbeitspreis pro kWh hängen an der Höhe des Jahresverbrauchs. Für einen Jahresverbrauch eines Nachfragers, der in der Summe der traditionellen Lasten sowie der SteuVE unter 10.000 kWh pro Jahr liegt, erfolgt die Bepreisung über einen Grund- und Arbeitspreis (§ 17a Abs. 3 und 4 der geplanten Änderungen der StromNEV).²¹⁰ Für diese Konstellation ist weiterhin zwischen einem Fall zu unterscheiden, bei dem sämtliche Verbraucher aus Sicht des VNB über einen Zähler messtechnisch erfasst werden („Ein-Zähler-Fall“ im Abs. 3)²¹¹ und den Fällen, in denen die SteuVE jeweils separat messtechnisch erfasst werden („Zwei-oder-Mehr-Zähler-Fall“ im Abs. 4). Im Folgenden wird für den letzteren Fall aus Vereinfachungsgründen von einer einzigen SteuVE ausgegangen, sodass ein „Zwei-Zähler-Fall“ vorliegt.

Im „Ein-Zähler-Fall“ wird ein Grundpreis erhoben, der den regulären Grundpreis für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV um höchstens 50 % übersteigt. Ferner ist ein Arbeitspreis anzuwenden, der mindestens 75 % des regulären Arbeitspreises für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV beträgt. Alternativ zu diesem Vorgehen kann der VNB ein zweistufiges, mengen-gestaffeltes Preissystem etablieren. Für dieses sind pauschalierte Annahmen zum Anteil der traditionellen Lasten und des flexiblen bzw. steuerbaren Verbrauchs zu treffen und ein

²¹⁰ Vgl. hierzu S. 16 f. des Entwurfs des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetzes (SteuVerG) mit dem Bearbeitungsstand vom 22.12.2020, 16:06 Uhr auf der Internetseite von BBH, abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bbh-blog.de/wp-content/uploads/20201218_Referentenentwurf_SteuVerG.pdf.

²¹¹ Auch in diesem Fall können beim Nachfrager mehrere (Unter-)Zähler existieren. Die Zählerstände werden daher in diesem am Netzanschluss zusammengefasst und dienen dann für die Ermittlung eines einheitlichen Grund- und Arbeitspreises.

vergünstigtes Netzentgelt für die flexiblen Verbrauchsanteile vorzusehen. Der Grundpreis für die erste Stufe darf den regulären Grundpreis für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV um höchstens 50 % übersteigen. Der Arbeitspreis entspricht dem regulären Arbeitspreis für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV. Für die zweite Stufe ist ein ermäßigter Arbeitspreis anzusetzen, der allerdings mindestens 50 % des regulären Arbeitspreises für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV beträgt. Der VNB hat das Preissystem dabei so zu gestalten, dass der Übergang zwischen den zwei Stufen stetig ausfällt. Letztendlich sollen durch das zweistufige und gestaffelte Preissystem mit der ersten Stufe die traditionellen Lasten und mit der zweiten Stufe die neuen Lasten bzw. SteuVE adressiert werden.²¹²

Die Voraussetzung für den „Zwei-Zähler-Fall“ ist eine separate Erfassung des Verbrauchs der SteuVE. Bei der Erfüllung dieser Voraussetzung besteht ein Anspruch des Nachfragers auf eine differenzierte Ermittlung des Grund- und Arbeitspreises für die traditionellen Lasten und die SteuVE. Der Grund- und Arbeitspreis für die traditionellen Lasten entspricht den regulären Grund- und Arbeitspreisen für die Niederspannung nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV. Für den Bereich der SteuVE darf der Grundpreis höchstens 50 % des regulären Grundpreises und der Arbeitspreis muss mindestens 50 % des regulären Arbeitspreises (jeweils nach § 17 Abs. 6 Satz 1 bis 3 StromNEV) betragen.

Liegt der Jahresverbrauch bei 10.000 kWh oder darüber, wird zwingend zwischen traditionellen Lasten und SteuVE unterschieden. Außerdem erfolgt beim Vorliegen einer SteuVE eine Absenkung der Grenze von 100.000 kWh auf 10.000 kWh Jahresverbrauch, ab der ein Leistungspreis zu zahlen ist. Für den Bereich der traditionellen Lasten ist ein Jahresleistungspreis und ein Arbeitspreis zu zahlen, der bisher bereits für leistungsgemessene Nachfrager in der Niederspannung nach § 17 Abs. 4 Satz 1 und Abs. 5 Satz 1 fällig wurde. Eine zeitgleiche Zusammenführung mehrerer Entnahmestellen im Bereich der traditionellen Lasten ist zulässig. Für den Bereich der SteuVE wird kein Jahresleistungspreis erhoben. Allerdings fällt der Jahrespreis für die unbedingte und bedingte Bestelleistung an. Ferner existiert ein reduzierter Arbeitspreis, der jedoch mindestens eine Höhe von 50 % des regulären Arbeitspreises in der Niederspannung zu betragen hat. Alternativ besteht für leistungsgemessene Nachfrager mit einem Jahresverbrauch zwischen 10.000 kWh und unter 100.000 kWh mit einer jeweils getrennten Erfassung der SteuVE in den ersten drei Jahren nach Inkrafttreten übergangsweise die Option, nach dem vorher dargestellten „Zwei-oder-Mehr-Zähler-Fall“ behandelt zu werden.

Die Nachfrager, welche die Option „vollflexible Netznutzer“ wählen, haben einen Preis für die bedingte und unbedingte Bestelleistung zu zahlen. Die Bestelleistung bezieht sich dabei auf die komplette Verteilnetzkapazität an der Marktlotation und die Berechnung erfolgt analog zu den SteuVE der „teilflexiblen Netznutzer“. Der Arbeitspreis für den Verbrauch aller Lasten an der Marktlotation ist reduziert, hat jedoch mindestens 50 % des regulären Arbeitspreises in der Niederspannung zu betragen. Ein Jahresleistungspreis wird für „vollflexible Netznutzer“ nicht erhoben.

²¹² Vgl. hierzu auch die Ausführungen zur gestuften (Kapazitäts-)Bepreisung in Abschnitt 2.2.2.4.2.2.

EVALUIERUNG

Die dargestellten Regelungen sollen zwei Jahre nach dem Inkrafttreten und anschließend alle vier Jahre durch das BMWi evaluiert werden.

2.3.2.1.2 Einordnung und Kritik

Als Grundlage für die Einordnung und Kritik dient – wie auch bereits bei der Einordnung und Kritik der Regelungen bis zum 31. Dezember 2023 in Abschnitt 2.3.1.2 – die in diesem Kapitel erarbeitete Systematisierung zur Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen und es findet (überwiegend) ein Vergleich mit dem in Abschnitt 2.2 entwickelten Vorschlag zur Kapazitätsallokation (Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus) statt.

Folgend wird dabei zunächst in Abschnitt 2.3.2.1.2.1 der Fall des sogenannten teilflexiblen Nachfragers betrachtet und anschließend in Abschnitt 2.3.2.1.2.2 ergänzend auf die sogenannten vollflexiblen Nachfrager eingegangen. In Abschnitt 2.3.2.1.2.3 wird ein Fazit gezogen.

2.3.2.1.2.1 Fokus auf teilflexible Nachfrager

Die Rechteverteilung bei den Regeln bis zum 31. Dezember 2023 beim Anschluss neuer Lasten an das Verteilnetz gilt zunächst einmal weiterhin, weshalb diese hier nicht erneut eingeordnet und kritisiert wird. Allerdings werden die Regeln im vorliegenden Entwurf um die Komponente der Bestelleistung erweitert. Die im Entwurf vorgesehene unbedingte und bedingte Bestelleistung für die SteuVE kann als die Einführung von Prio-Stufen mit relativen und absoluten Kapazitätsrechten sowie unterschiedlichen Zugangsregeln eingeordnet werden. Da die Bestelleistungen nicht für die traditionellen Lasten gelten, wird auf diese Weise zunächst eine eigene Prio-Stufe für die traditionellen Lasten gebildet, bei der weiterhin die bisherigen Zugangsregeln gelten und grundsätzlich auch keine Knappheit an Verteilnetzkapazität auftreten soll, sodass für diese Prio-Stufe quasi absolute Kapazitätsrechte vergeben werden und damit keine Akut-Allokationsregeln notwendig sind.

Die Nachfrager haben die unbedingte und bedingte Bestelleistung für die Summe der eigenen SteuVE zu bestellen, sodass im vorliegenden Entwurf nicht zwischen den unterschiedlichen Arten der SteuVE unterschieden wird, was als nachteilig zu beurteilen ist, da auf diese Weise bspw. lokale Batteriespeicher trotz geringerer Spezifität mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen gleichbehandelt werden. Die vom Nachfrager zu bestellende unbedingte und bedingte Leistung kann jeweils als eine eigene Prio-Stufe eingeordnet werden. Die grundsätzliche Zugangsregel ist dabei die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager, da der VNB mit der dargestellten Bepreisung der unbedingten und bedingten Leistung das Regime für den Zugang zu den Prio-Stufen festlegt. Ferner sind im Referentenentwurf weitere Rechtezuordnungen für den Zugang zu den Prio-Stufen angelegt. So werden Fälle definiert, die als Standardfall bei SteuVE gelten und bei denen dann – sofern eine ausreichende Zahlungsbereitschaft des Nachfragers vorliegt – das Zugangsrecht grundsätzlich beim Nachfrager liegt, da gesetzlich vermutet wird, dass die technische Möglichkeit des Anschlusses gegeben ist, der VNB dieser Kapazitätsnutzung im Regelfall nicht widersprechen kann und außerdem innerhalb von zwei Monaten die Zusage zum Anschluss ans Verteilnetz zu erteilen hat. Über diesem Mechanismus soll sichergestellt werden, dass die Nachfrager eine höhere Sicherheit beim Anschluss an das Verteilnetz für diese Standardfälle bei den SteuVE erhalten. Jenseits dieser Fälle existiert eine Zustimmungspflicht

durch den VNB für die vom Nachfrager kontrahierte Bestelleistung und es bestehen damit abweichende Zugangsregeln zu den verschiedenen Prio-Stufen. Alternativ lässt sich aufgrund der unterschiedlichen Zugangsregeln diese Rechteverteilung auch so einordnen, dass die Kapazitäten für die unbedingte und bedingte Bestelleistung der Standardfälle jeweils eine eigene Prio-Stufe darstellen und darüber hinaus auch die Kapazitäten für die weiteren Fälle jeweils als eine eigene Prio-Stufe für die unbedingte und bedingte Bestelleistung eingeordnet werden können.

Die (für den Standardfall) dargestellte Termin-Allokation für Verteilnetzkapazität über die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager kann zunächst als Versuch gesehen werden, die dezentralen Präferenzen der einzelnen Nachfrager bezüglich der gewünschten Höhe und Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität einzubeziehen, da diese durch die Bestelleistung selbst auf Basis des vom VNB erstellten Kapazitätsbepreisungsregimes über die gewünschte Höhe und Art der grundsätzlich maximal bei ihnen verfügbaren Verteilnetzkapazität entscheiden. Da somit bei SteuVE die Termin-Allokation bzw. der Zugang zu den unterschiedlichen Prio-Stufen primär über die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager geregelt wird, stellen sich bei diesem Ansatz im ersten Schritt Verteilungsfragen, wobei der Umfang und die Beurteilung maßgeblich von der Detailausgestaltung durch die VNB abhängen werden, da im Referentenwurf – jenseits des relativen Preises zwischen bedingter und unbedingter Leistung – keine Angaben über das grundsätzliche Preisniveau für die Bestelleistungskomponente enthalten sind. Ferner ist zu kritisieren, dass die Bestellung von unbedingter Bestelleistung für SteuVE wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nicht als Standardfall angesehen wird, sodass die Nachfrager nur mit Zustimmung des VNB und unter Zahlung eines erhöhten Preises an eine gewisse Basis-Kapazität gelangen können, was im Lichte der Spezifität der Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge negativ einzuordnen ist.

Zusätzlich wird im Referentenentwurf durch die vorgesehene Bepreisung von Bestelleistung ein Anreiz für die Nachfrager etabliert, eine möglichst geringe Maximalleistung aus dem öffentlichen Stromnetz zu beziehen und damit einhergehend eine möglichst geringe Bestelleistung zu kontrahieren. Da der VNB nicht das Wissen besitzt (bzw. dieses auch nicht besitzen kann), die Bepreisung so zu gestalten, dass die Summe der Nachfrager exakt so viel Leistung kontrahiert, wie Verteilnetzkapazität grundsätzlich vorhanden ist, wird es regelmäßig zu keiner effizienten Ausnutzung der Verteilnetzkapazität kommen. Dieser Fall ist dann besonders negativ zu bewerten, wenn Nachfrager auch bei geringen Strompreisen im zentralen Stromsystem nur Strom bis zu der von ihnen kontrahierten Leitung nachfragen werden, da somit kein sinnvolles Management von Knappheiten über die Verteilnetzkapazität und das zentrale Stromsystem hinweg erfolgen wird. Außerdem setzt das Regime der Bestelleistung einen (Fehl-)Anreiz für Investitionen in lokale Batteriespeicher, was jedoch später in diesem Abschnitt beim vollflexiblen Nachfrager diskutiert werden soll.

Grundsätzlich ist bei der Bepreisung von Bestelleistung zu hinterfragen, ob der Einbezug von dezentralem Wissen über die gewählte Form der Bepreisung der Kapazität überhaupt notwendig ist. Für den Bereich der unbedingten Bestelleistung ist zunächst festzuhalten, dass der Basis-Kapazitätsbedarf eines Nachfragers an quasi stets verfügbarer Verteilnetzkapazität in Abhängigkeit der eigenen Endgeräte der neuen Lasten bzw. SteuVE recht homogen sein dürfte und damit dieses Wissen auch „zentral“ beim VNB vorliegen dürfte. Darüberhinausgehender individueller

Bedarf eines Nachfragers an möglichst stets verfügbarer Verteilnetzkapazität lässt sich beim Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus recht unkompliziert integrieren, indem die Nachfrager entsprechend ihrer Zahlungsbereitschaft zusätzliche (wertvolle) Kapazitätsrechte in Form von möglichst häufig verfügbarer Verteilnetzkapazität erwerben. Die im hier vorliegenden Ansatz vorgesehene Kontrahierung von unbedingter Verteilnetzkapazität über die Zahlungsbereitschaft eines Nachfragers kann insofern als nachteilig eingestuft werden, dass der Einbezug von dezentralem Wissen, welches die Nachfrager über ihre Zahlungsbereitschaft offenbaren, nur für den Anteil oberhalb einer stets verfügbaren Basis-Kapazität (in Abhängigkeit von den vorliegenden Endgeräten) von Relevanz ist. Außerdem haben die Nachfrager bei der Ausgestaltung im Referentenentwurf im Vergleich zum Vorschlag des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus erhöhte Zahlungen für die quasi stets verfügbare Basis-Kapazität zu leisten.²¹³ Mit der Bepreisung der bedingten Bestelleistung gehen im Vergleich zum Vorschlag des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus keine Vorteile einher. Vielmehr sind umfangreiche Nachteile zu erwarten, da wie bereits erwähnt, die Bepreisung der bedingten Bestelleistung zu einer ineffizienten Auslastung der Verteilnetzkapazität führen wird und außerdem die Nachfrager in Zeiten mit geringen zentralen Strompreisen nicht umfangreich Strom nachfragen werden, wenn sie damit ihre kontrahierte Bestelleistung überschreiten werden.

Weiterhin besteht für den VNB das Risiko, dass Nachfrager zunächst eine gewisse Höhe an unbedingter Leistung bestellen und diese nach Ablauf der vorgesehenen Fristen reduzieren. Wird durch die gewählte Bestelleistung nun bspw. Verteilnetzausbau notwendig, kann der VNB die angefallenen (Fix-)Kosten des Ausbaus durch die Reduktion der Bestelleistung nur noch anteilig über die Bestelleistungskomponente an den Nachfrager weitergeben. Sofern es sich dabei eher um einen üblichen Nachfragebedarf handeln sollte, ist dies aus Sicht des VNB weniger problematisch einzuordnen, da die Verteilnetzkapazität zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit ohnehin, d. h. für diesen oder einen anderen Nachfrager, benötigt wird.²¹⁴ Wenn hingegen ein spezifisches Nachfragebedürfnis eines Nachfragers nach Verteilnetzkapazität vorliegt, besteht für diese nicht Standardfälle eine Rationalität für eine Upfront-Zahlung wie bspw. einen BKZ,²¹⁵ was im vorliegenden Referentenentwurf grundsätzlich auch so angelegt ist. Jedoch ist fraglich, ob im Entwurf die Fälle, in denen ein BKZ erhoben werden darf, sinnvoll gestaltet sind. So wird bspw. bereits grundsätzlich die Kontrahierung von unbedingter Bestelleistung ab dem ersten kW als Nicht-Standardfall angesehen, sodass für diesen Fall bereits ein BKZ erhoben werden darf. Durch diese Ausgestaltung kann es passieren, dass Nachfrager für ihren Wunsch nach quasi stets verfügbarer Basis-Kapazität für eine

²¹³ Es könnte argumentiert werden, dass für den Fall, dass beim VNB kein ausreichendes Auslastungsverständnis über das Verteilnetz vorliegt, der VNB durch das Prinzip der Bestelleistung die maximal zu erwartende Leistung und damit die notwendige Verteilnetzkapazität besser abschätzen kann. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass der VNB im Vorschlag des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus über die vergebenen relativen Kapazitätsrechte (in Summe und für einzelne Nachfrager) die maximal zu erwartende Leistung ebenfalls recht gut abschätzen und – wie in Abschnitt 2.2.2.4.2.3.1 diskutiert – entsprechende Sicherheitspuffer vorsehen kann, wodurch auch in diesem Fall kein Vorteil durch den Rückgriff auf Bestelleistungen besteht.

²¹⁴ Der hier berührte Bereich der Kapazitätsauslegung und damit einhergehend der (langfristigen) Netzausbaustrategie wird im Kapitel 3 thematisiert.

²¹⁵ Vgl. Abschnitt 2.2.2.1.2.

Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug einen BKZ zu zahlen haben. Durch diese nicht sinnvolle Anwendung eines BKZ wird es (unnötigerweise) erschwert, das gewünschte Niveau an Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu erreichen.

Wie bereits für die Termin-Allokation beschrieben, findet bei der Akut-Allokation, die sich auf die kontrahierte bedingte Bestelleistung bezieht, ebenfalls keine Unterscheidung zwischen den SteuVE statt. Die sogenannte Spitzenglättung stellt dabei die Akut-Allokationsregel dar, mit der der VNB die bedingte Bestelleistung eines Nachfragers in einem gewissen Umfang pro Tag reduzieren darf. Die maximale Höhe dieser Reduktion der verfügbaren bedingten Bestelleistung ist dem VNB über die sogenannte kumulierte Zeit vorgegeben. Dieses Vorgehen bei der Akut-Allokation kann als diskretionäre (Allokations-)Entscheidung durch den für die Allokation verantwortlichen VNB eingeordnet werden.

Auf weitere Aspekte des Referentenentwurfs wird folgend nur stark verkürzt eingegangen. So erscheint es grundsätzlich sinnvoll, dass eine Differenzierung von Fällen in Abhängigkeit der verfügbaren Zähler erfolgt und auf diese Weise die mit zusätzlichen Zählern einhergehenden Kosten berücksichtigt werden. Eine abschließende Beurteilung der Abwägung zwischen den Vorteilen durch zusätzliche Zähler und den damit verbundenen Kosten kann nicht geleistet werden. Die Nutzung von Zeitblöcken ist im Referentenentwurf grundsätzlich nicht vorgesehen, was als nachteilig einzuordnen ist. Für den Gestaltungsbereich der Reallokation von Verteilnetzkapazität ist keine Möglichkeit der direkten Reallokation zwischen Nachfragern vorgesehen. Eine Reallokation der von einem Nachfrager kontrahierten Kapazitätsrechte in Form von unbedingter und bedingter Bestelleistung ist jedoch über den VNB unter Berücksichtigung der etablierten Regeln möglich. Ein solches Vorgehen ist als grundsätzlich sinnvoll einzustufen, wobei zu den Details der Ausgestaltung (bspw. den Regeln der Reallokation über den VNB) keine abschließende Beurteilung erfolgen kann.

2.3.2.1.2.2 Ergänzung Betrachtung mit Bezug zu vollflexiblen Nachfragern

Ergänzend zur bisherigen Einordnung und Kritik wird folgend auf die zusätzlichen Aspekte eingegangen, die bei der durch die Nachfrager wählbaren Option als vollflexible Nachfrager entstehen. Zunächst ist dabei zu beachten, dass durch diese Option der Bereich der lokalen EE-Erzeugung im Haushalt einbezogen werden kann, der bisher in dieser Arbeit nicht mitbetrachtet wurde. Für vollflexible Nachfrager setzt der vorliegende Referentenentwurf den Anreiz, den gesamten Verbrauch für die traditionellen Lasten und die SteuVE unter Berücksichtigung von eigener EE-Erzeugung mit möglichst geringer Spitzenlast aus dem öffentlichen Stromnetz abzudecken. Auf diese Weise werden Anreize für einen umfassenden Einsatz eines lokalen Batteriespeichers generiert, der nach der Einsatz-Strategie 3 betrieben wird, was aus gesamtsystemischer Sicht als (überwiegend) nicht vorteilhaft einzuordnen ist.²¹⁶ Ferner besteht auch bei der Option der vollflexiblen Nachfrage durch die Bestelleistungskomponente für die Nachfrager kein Anreiz, die Stromnachfrage umfassend und über die maximal kontrahierte Leistung zu erhöhen, wenn besonders viel Strom aus EE-Anlagen im zentralen Stromsystem vorhanden ist bzw. die zentralen Strompreise gering sind. Zusätzlich stellen sich weitere Verteilungsfragen im

²¹⁶ Vgl. Abschnitt 2.1.3.2.1 für die verschiedenen Einsatzstrategien von Batteriespeichern.

Kontext der Gestaltung der Netzentgelte zwischen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen, die jedoch maßgeblich von der Detailausgestaltung der Regeln zu BKZ und zur Reallokation von Verteilnetzkapazität, d. h. Änderung der Höhe der kontrahierten Bestelleistungen abhängen. Aus diesem Grund wird auf die Details der Verteilungswirkungen nicht weiter eingegangen.

2.3.2.1.2.3 Fazit

Der erste zentrale Kritikpunkt am SteuVerG des BMWi ist die fehlende bzw. nicht sinnvolle Absicherung der Spezifität bei Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. So ist zwar im Entwurf eine Unterscheidung zwischen traditionellen Lasten und SteuVE vorgesehen, was auch grundsätzlich als sinnvoll erachtet wird. Allerdings sieht der Entwurf keine weitere Differenzierung im Bereich der SteuVE vor. Zusätzlich sorgt die gewählte Ausgestaltung der vorgesehenen Bestelleistung dafür, dass Nachfrager eine gewisse quasi stets verfügbare Basis-Kapazität für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge nur bei Zustimmung des VNB und unter Inkaufnahme höherer Preise für diese Kapazität erhalten können. In der Folge besteht für die Nachfrager bei der Investition in neue Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ein (unnötiges) Hemmnis.

Ferner ist aufgrund des Rückgriffs auf das Prinzip der Bestelleistung ebenfalls zu erwarten, dass es nicht zu einer effizienten Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität kommt. Damit eng verbunden ist zu kritisieren, dass der Vorschlag ein sinnvolles Management von Knappheiten über die lokale Verteilnetzkapazität und das zentrale Stromsystem hinweg behindert, da die Nachfrager, um ihre maximal kontrahierte Bestelleistung nicht zu überschreiten, selbst bei sehr geringen zentralen Strompreisen ihren Strombezug nur in begrenztem Umfang in diese Zeiten verschieben werden.

Unter anderem aufgrund der dargestellten zentralen Kritikpunkte ist der im Referentenentwurf „Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG)“ und im BET-Vorschlag vorgesehene Mechanismus zur Kapazitätsallokation als nicht vorteilhaft einzustufen und sollte daher auch nicht umgesetzt werden.

2.3.2.2 Zeitvariable Netzentgelte von Consentec

Der zweite etwas ausführlicher betrachtete Reformvorschlag zur Kapazitätsallokation von Stromverteilnetzkapazität basiert auf einem Gutachten der Consentec GmbH (Consentec), welches im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) erstellt wurde.²¹⁷ Im Gutachten wird zunächst Kritik am BET-Vorschlag der Spitzenglättung geäußert und anschließend seitens Consentec mit dem Vorschlag der „zeitvariablen Netzentgelte“ (zvNE) ein expliziter Gegenvorschlag präsentiert, der im Folgenden in dieser Arbeit „Consentec-Vorschlag“ genannt wird.²¹⁸ Folgend steht ausschließlich dieser Consentec-Vorschlag im Fokus der Analysen und auf die anderen Teile des Gutachtens wird

²¹⁷ Vgl. CONSENTEC (2020).

²¹⁸ Es ist darauf zu verweisen, dass neben Consentec und der vzbv auch andere Akteure Kapazitätsallokationsmechanismen befürworten bzw. unterstützen, die die Einführung von zvNE vorsehen. Exemplarisch genannt werden können die Agora Energiewende (Agora), der Verband der Automobilindustrie (VDA) oder das Regulatory Assistance Project (RAP). Vgl. hierzu auch die im Rahmen des Konsultationsverfahren der BNetzA zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG eingereichten Stellungnahmen auf der Internetseite der BNetzA, abgerufen am 24.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=698304.

nicht vertieft eingegangen. Bei der Darstellung, der Einordnung sowie der Kritik des Consentec-Vorschlags werden außerdem die von Consentec und der vzbv im Rahmen des Konsultationsverfahrens der BNetzA zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG eingereichten Stellungnahmen berücksichtigt.²¹⁹

2.3.2.2.1 Darstellung

Im Vergleich zum vorherigen Referentenentwurf bzw. dem BET-Vorschlag erfolgt keine so detaillierte Darstellung des Consentec-Vorschlags, da seitens Consentec bisher vor allem der Grundgedanke bzw. -züge des Vorschlags beschrieben wurden und kein im Detail ausgestalteter Vorschlag vorliegt. Die Grundidee des Consentec-Vorschlags basiert auf der Einführung von im Zeitverlauf unterschiedlich hohen Netzentgelten, wobei sich die jeweilige Höhe nach dem Grad der Auslastung der Verteilnetze richten soll. Diese zVNE stellen nach der Systematisierung in dieser Arbeit somit vom VNB festgelegte und im Zeitverlauf schwankende Listenpreise dar. Nach dem Vorschlag von Consentec sollen sich die zVNE auf den kompletten Verbrauch eines Nachfragers beziehen, sodass diese sowohl für sämtliche neuen Lasten als auch für die traditionellen Lasten gelten sollen. Ferner ist im Vorschlag vorgesehen, dass zVNE eine zusätzliche Option für einen Nachfrager darstellt und diese somit nicht verpflichtend für alle Nachfrager sind. Laut Darstellung von Consentec existiert damit eine „Wahlfreiheit“ für die Nachfrager, da es nicht zu einer direkten Verschiebung der Last durch den VNB kommt, sondern die Nachfrager selbst und unter Berücksichtigung ihrer eigenen Präferenzen entscheiden dürfen, ob ihre Last zu einem bestimmten Zeitpunkt verschoben wird.²²⁰ Die Einführung zVNE soll laut Consentec weniger auf das kurzfristige Engpassmanagement der Verteilnetzkapazität abzielen, sondern vielmehr eine „präventive Beeinflussung der Netzbelastung“ bewirken.²²¹ Nach der Klassifizierung dieser Arbeit soll der Consentec-Vorschlag damit vor allem vorausschauend Kapazitätsengpässe verhindern und ist weniger für das Managen akuter Engpässe gedacht.

Als Voraussetzungen bei den Nachfragern werden von Consentec eine zeitabhängige Verbrauchszahlung und ein netzseitiges Preissignal, welches durch entsprechende Tarife bis zum Nachfrager durchgereicht werden kann, genannt. Ferner muss der Nachfrager in der Lage sein, entweder manuell oder unter Einbezug von weiteren Akteuren (bzw. Dienstleistern wie bspw. Aggregatoren bzw. Stromvertrieben) auf das Preissignal zu reagieren.²²² Als Umsetzungsaufwand werden im Gutachten der einmalige IT-Aufwand für alle Prozesse, die mit Netzentgelten und Strompreisen verbunden sind, sowie der laufende Zeitaufwand für die Bestimmung des Preisverlaufs genannt.²²³

Ein auf das gesamte Netz bezogenes Preissignal ist laut Gutachten von Consentec nur dann denkbar, wenn der zeitliche Verlauf der Netzbelastung an allen Orten ungefähr gleich wäre. Da dieser Fall so gut wie nie existieren wird, soll das Preissignal bei unterschiedlichen Arten von Netzengpässen Anwendung

²¹⁹ Vgl. CONSENTEC (2022), CONSENTEC (2023) sowie vzbv (2022).

²²⁰ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 50).

²²¹ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 48).

²²² Vgl. CONSENTEC (2020, S. 50).

²²³ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 51).

finden können. Im Gutachten werden als Anwendungsgebiete der Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz, Engpässe durch den Abtransport von Stromeinspeisungen aus EE-Erzeugungsanlagen sowie verbrauchsgetriebene Belastungsspitzen in der Nieder- und Mittelspannung genannt.²²⁴ Aufgrund des Fokus dieser Arbeit wird im Folgenden lediglich auf die letztgenannte Engpasssituation eingegangen.

Neben dem Wirkungsziel des Preissignals wird im Gutachten auch die Gestaltung des Preissignals diskutiert. Es wird argumentiert, dass bei Kleinverbrauchern als Netzentgeltkomponente, die das Preissignal tragen soll, nur der Arbeitspreis infrage kommt. Ferner soll das Preissignal ortsabhängig sein, wobei die sinnvolle Granularität von der Lage des Engpasses und der Ähnlichkeit der Belastungsprofile in unterschiedlichen Netzbereichen abhängig ist. Ein weiterer Gestaltungspunkt ist der Preisverlauf. Dieser wird laut Gutachten definiert über die Anzahl der Preisstufen und in welchen Zeitfenstern diese jeweils gelten. Eine denkbare Ausgestaltung kann dabei zwischen einem einfachen Modell mit HT und NT bis zu viertelstündlich variierenden Preisen liegen. Eine sinnvolle Gestaltung des Preisverlauf wird dabei laut Gutachten vor allem vom Grad der automatischen Anpassung bzw. der Reaktionsmöglichkeiten der Nachfrager beeinflusst. Als weiterer relevanter Aspekt wird die Fristigkeit bei der Festlegung des Preissignals genannt. Als zu beachtende Einflussfaktoren werden kurzfristige Entwicklungen bei der Netzbelastung und die Reaktionsmöglichkeit der Nachfrager angeführt. Die Höhe der Preisstufen wird als letztes zentrales Gestaltungsmerkmal erwähnt. Laut Gutachten sollte aus ökonomischer Sicht die Spreizung so erfolgen, dass die Kostenwirkungen im Netz abgebildet werden. Da aber laut Consentec keine exakte Berechnung möglich ist, sind die Kostenwirkungen im Netz nur als grobe Leitlinie zu verstehen. Im Gutachten werden in einem Rechenbeispiel ca. 3 ct / kWh als mögliche Preisspreizung zwischen HT-NT-Zeitfenstern genannt (siehe Abbildung 4).²²⁵

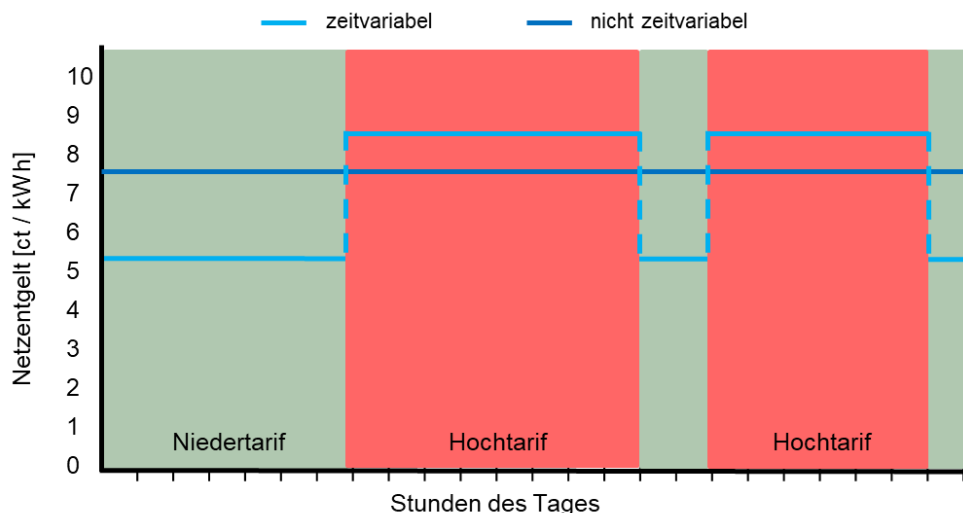


Abbildung 4: Möglicher Tagesverlauf eines zeitvariablen Netzentgelts im HT-NT-Fall im Vergleich zu einem nicht-zeitvariablen Netzentgelt²²⁶

²²⁴ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 52–53).

²²⁵ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 53–57).

²²⁶ Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an CONSENTEC (2020, S. 56).

Bei der Gestaltung des Preissignals wird darauf verwiesen, dass eine Verteilungsfrage zwischen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen zu beachten sei. So soll laut Gutachten die Einführung zvNE nicht zu einer Erhöhung der bisherigen Netzentgelte führen. Gleichzeitig soll die Parametrierung aber so erfolgen, dass Verbraucher, die die Option zvNE wählen, einen Entgeltvorteil erzielen können.²²⁷

In der anschließenden Bewertung des Vorschlags wird im Gutachten als Gesamtfazit festgehalten, dass es mit zvNE am besten möglich sei, eine effizient netzdienliche Nutzung der Flexibilität von Kleinverbrauchern zu ermöglichen. Als Argumente werden u. a. die „freiwillige Offenbarung von Flexibilitätspotentialen der Nachfrager“, der mögliche Verzicht auf „Verpflichtungs- und Pönale-Regelungen“ und der „Anreiz zur Offenbarung von Präferenzen durch die Nachfrager“ angeführt. Als Nachteile des Vorschlags werden der Einführungsaufwand sowie der laufende Aufwand genannt. In diesem Kontext wird auch angeregt, den Aufwand genauer zu untersuchen und im Kontext der erhofften Vorteile des Vorschlags zu bewerten.²²⁸ Auf eine weitergehende und detaillierte Betrachtung der genannten Argumente sowie das Anführen weiterer im Gutachten beschriebener Argumente wird an dieser Stelle verzichtet.

Zusätzlich zu der alleinigen Anwendung von zvNE als Kapazitätsallokationsmechanismus wird im Gutachten ebenfalls ein „Vorschalten“ von zvNE vor einen weiteren Allokationsmechanismus diskutiert. Als Ergebnis wird im Gutachten festgehalten, dass eine derartige Kombination von Allokationsmechanismen grundsätzlich möglich sei, was auch über die unterschiedliche Eignung bzw. Zielsetzung der Allokationsmechanismen begründet wird. Im Gutachten wird dabei zwischen präventiver Beeinflussung durch zvNE und der Beseitigung akut drohender Netzengpässe durch weitere Allokationsmechanismen unterschieden.²²⁹ Consentec kommt dabei zu der Schlussfolgerung, dass die Kombination der Mechanismen so erfolgen sollte, dass ein möglichst großer Teil drohender Netzengpässe durch zvNE adressiert und nur der verbleibende Teil vom VNB über direkt vorgenommenen Eingriffe verhindert werden sollte.²³⁰ In den (späteren) Stellungnahmen, die von Consentec im Rahmen der Konsultation der BNetzA zur Weiterentwicklung des § 14a EnWG eingereicht wurden, wird von Consentec nahezu ausschließlich das „Vorschalten“ von zvNE thematisiert und zvNE als alleiniger Vorschlag für die Kapazitätsallokation nicht bzw. nur am Rande betrachtet.²³¹

2.3.2.2.2 Einordnung und Kritik

In diesem Abschnitt erfolgen eine Kritik und Einordnung der Vorschläge, die primär auf zvNE und damit nach der Systematisierung in dieser Arbeit als durch den VNB festgelegte zeitvariable Listenpreise eingeordnet werden können. Da seitens Consentec der Vorschlag vor allem in den Grundzügen beschrieben wurde, werden folgend keine Details betrachtet, sondern vor allem die zentralen Elemente und deren Wirkungen diskutiert. Als Grundlage für die Kritik und Einordnung dient dabei – wie auch bereits in den Abschnitten zu den Regeln bis zum 31. Dezember 2023 und zum Referentenentwurf bzw.

²²⁷ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 51).

²²⁸ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 57–60).

²²⁹ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 63).

²³⁰ Vgl. CONSENTEC (2020, S. 64).

²³¹ Vgl. bspw. CONSENTEC (2022).

BET-Vorschlag – die in diesem Kapitel erarbeitete Systematisierung zur Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen und es findet (überwiegend) ein Vergleich mit dem insbesondere in Abschnitt 2.2 entwickelten Vorschlag zur Kapazitätsallokation (Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus) statt.

Folgend wird in Abschnitt 2.3.2.2.1 zunächst kurz auf den Consentec-Vorschlag und damit auf zVNE als alleinigen Mechanismus zur Kapazitätsallokation eingegangen. Anschließend erfolgt in Abschnitt 2.3.2.2.2 die Diskussion der Option, zVNE als einen vorgeschalteten und somit „primären“ Allokationsmechanismus einzusetzen, der noch durch einen nachgelagerten und insofern „sekundären“ Allokationsmechanismus ergänzt wird. Dabei wird angenommen, dass zVNE als primärer Allokationsmechanismus durch den in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus als sekundärer Allokationsmechanismus ergänzt wird. Hierfür wird folgend die Bezeichnung „Kombinationsvorschlag“ verwendet. In Abschnitt 2.3.2.2.3 wird ein Fazit gezogen.

2.3.2.2.1 Zeitvariable Netzentgelte als alleiniger Kapazitätsallokationsmechanismus (Consentec-Vorschlag)

Zunächst ist zum Consentec-Vorschlag anzumerken, dass bei diesem im Vergleich zum Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus für den VNB stets Unsicherheit bestehen wird, wie die Nachfrager auf die (Höhe der) zVNE reagieren. Folglich müsste der VNB relativ umfangreiche Sicherheitspuffer vorsehen, wodurch ggf. ein nicht unerheblicher Teil der verfügbaren Verteilnetzkapazität im Normalfall nicht genutzt werden könnte, was zu einer ineffizienten Ausnutzung der verfügbaren Verteilnetzkapazität führt. Da im Consentec-Vorschlag somit im Knappheitsfall keine effektive Begrenzung der Nachfrage auf die zu dem Zeitpunkt verfügbare Verteilnetzkapazität möglich ist, sind im Regelfall zusätzliche Notfallmaßnahmen notwendig.

Trotz dieses gravierenden Nachteils beim Rückgriff auf zVNE kann es gute Gründe dafür geben, die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager (und damit Preise) in einem Mechanismus zur Kapazitätsallokation zu berücksichtigen. Sofern dies bei der Allokation der Verteilnetzkapazität erfolgen soll, kann dies problemlos und auf eine sinnvolle Weise in dem in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen, z. B. über spezielle Produkte.²³²

Wenn Nachfrager eine bevorzugte Bereitstellung von Verteilnetzkapazität für bestimmte Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen wünschen, könnten diese ein spezielles (und damit bepreistes) Produkt erwerben, was „beinhaltet“, dass die entsprechenden SteuVE bei Steuervorgängen des VNB – jenseits der Basis-Kapazität – eine höhere relative Priorität erhalten und somit relativ zu anderen SteuVE erst später in ihrer Wirkleistung reduziert werden als dies ansonsten der Fall wäre.²³³ Auf die vorstehend vorgestellte Weise Preise in den Mechanismus zur Allokation von Verteilnetzkapazität zu integrieren, ist deutlich sinnvoller als gemäß dem Consentec-Vorschlag auf zVNE für die (Verteil-)Netznutzung zurückzugreifen. Beim Consentec-Vorschlag besteht – wie auch bereits in diesem

²³² Vgl. für eine Definition von „speziellen Produkten“ Abschnitt 2.2.1.1 sowie 2.2.2.3.2.3.

²³³ Vgl. insbesondere Abschnitt 2.2.1.1.

Abschnitt angemerkt – die Gefahr, dass die Nachfrager nicht im geplanten bzw. erwarteten Umfang auf die unterschiedlichen Preishöhen reagieren, was in besonderem Maße problematisch ist, wenn VNB nur über geringes Wissen über die Nachfragerpräferenzen verfügen. Damit einhergehend sind zunächst umfangreichere Sicherheitspuffer an Verteilnetzkapazität einzuplanen, um Schäden an den Betriebsmitteln des Verteilnetzes zu vermeiden. Ein weiterer Nachteil von Mechanismen, die wie der Consentec-Vorschlag primär auf zVNE basieren, ist, dass (in Abhängigkeit von der genauen Ausgestaltung) im Vergleich zum Prioritätsrechte-basiertem Kapazitätsallokationsmechanismus (sowie inkl. der Erweiterung um eine Zeitblock-Allokation) eine erhöhte Unsicherheit für die Nachfrager über die zukünftige Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität bzw. die dafür zu zahlenden Preise vorliegen kann, was ein potentielles Hemmnis für Investitionen in Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen darstellen dürfte. Gerade für private Haushalte als „kleine Verbraucher“ ist dies besonders problematisch. Ergänzend sei angemerkt, dass bei Mechanismen, die primär auf zeitvariablen Listenpreisen wie zVNE basieren, mit diesen einhergehende Verteilungseffekte zwischen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen zu beachten sind. Beispielsweise könnte sich durch die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität der SteuVE die Netznutzung von (unflexiblen) traditionellen Lasten zu bestimmten Zeiten verteuern, was aus einer Verteilungsperspektive als kritisch beurteilt werden kann.

Weiterhin ist beim Consentec-Vorschlag unklar, wie auf eine sinnvolle Art und Weise (lokale) zVNE festgelegt werden sollen, wenn die Stromnachfrage gleichzeitig von dem im Zeitverlauf unterschiedlich hohen zentralen Strompreisen abhängig ist.

Aufgrund der vorstehend genannten, z. T. gravierenden Nachteile des Consentec-Vorschlags wird in dieser Arbeit auf zVNE als alleinigen Kapazitätsallokationsmechanismus nicht weiter eingegangen und folgend der Kombinationsvorschlag diskutiert.

2.3.2.2.2 Zeitvariable Netzentgelte als vorgeschalteter Kapazitätsallokationsmechanismus (Kombinationsvorschlag)

In diesem Abschnitt werden die Wirkungen des Kombinationsvorschlags im Vergleich zur (alleinigen) Anwendung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus betrachtet. Dabei wird zunächst von einer möglichen Nachfrageverdrängung durch positive Netzentgelte (größer Null) im Falle eines nicht ausgelasteten Verteilnetzes abstrahiert und unter Punkt (i) thematisiert, wie die sich ergebende Kapazitätsallokation bei den beiden Vorschlägen (im Vergleich) zu beurteilen ist, und anschließend werden unter Punkt (ii) der Einfluss zVNE auf die Kapazitätsverfügbarkeiten für die verschiedenen Lasten und die sich daraus ergebenden Implikationen bezüglich Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge betrachtet. Unter Punkt (iii) wird dann die Perspektive erweitert und es werden die Potentiale von zVNE für die Reduktion der Nachfrageverdrängung diskutiert, zu der es aufgrund der Erhebung von positiven (Verteil-)Netzentgelten zu Zeiten eines nicht ausgelasteten Verteilnetzes kommt. Unter den Punkten (iv), (v) und (vi) werden mit Bezug zu weiteren im Zielsystem aufgeführten Kriterien die Implikationen von zVNE betrachtet und der Kombinationsvorschlag mit dem in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus verglichen.

(i) (MÖGLICHST) VOLLSTÄNDIGE AUSNUTZUNG DER VORHANDENEN VERTEILNETZKAPAZITÄT

Wenn es ohne die Erhebung von zVNE zu einer Knappheit an Verteilnetzkapazität kommen würde, können zVNE in Abhängigkeit der festgesetzten Höhe zu folgenden Konstellationen führen:

- Angebot und Nachfrage nach Verteilnetzkapazität stimmen überein: Diese Konstellation ist extrem unwahrscheinlich. Wenn dieser Fall vorliegt, führen sowohl der Kombinationsvorschlag als auch der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus zu einer effizienten (vollständigen) Ausnutzung der vorhandenen Verteilnetzkapazität.
- Die Nachfrage nach Verteilnetzkapazität übersteigt immer noch das Angebot: In dieser Konstellation ist beim Kombinationsvorschlag nachgelagert der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus anzuwenden, um die knappe Kapazität zu allozieren. Beide Vorschläge (Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus und Kombinationsvorschlag) sind gleichermaßen geeignet, um eine effiziente (vollständige) Ausnutzung der vorhandenen Verteilnetzkapazität zu erreichen.
- Das Angebot an Verteilnetzkapazität ist größer als die Nachfrage: In dieser Konstellation sind die zVNE insofern zu hoch festgesetzt, als dass eine ineffiziente Nachfrageverdrängung erfolgt, die zu einem unterausgelasteten Verteilnetz führt. Als Folge davon ist der Kombinationsvorschlag schlechter zu beurteilen als der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus, der niemals eine Unterauslastung des Verteilnetzes „verursacht“.

Folglich ist es undenkbar, dass der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus dem Kombinationsvorschlag hinsichtlich des Ausnutzens der vorhandenen Verteilnetzkapazität unterlegen ist. Plausibel ist vielmehr, dass der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus dem Kombinationsvorschlag in dieser Hinsicht deutlich überlegen ist.

(ii) MÖGLICHER EINFLUSS VON zVNE AUF DIE RELATIVEN ANTEILE DER EINZELNEN ARTEN VON LASTEN AN DER (KNAPPEN) VERTEILNETZKAPAZITÄT

Wenn zVNE, deren Höhe nicht nach der Art der Lasten (also traditionelle Lasten oder SteuVE in Form von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder Batteriespeichern) differenziert wird, als primärer Allokationsmechanismus vorgeschaltet werden, können beim Kombinationsvorschlag (im Vergleich zum Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus) zu Zeiten, in denen eine Knappheit hinsichtlich der Verteilnetzkapazität besteht, traditionelle Lasten sowie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Bereich der Basis-Kapazität durchaus als Nachfrage in einem gewissen Umfang verdrängt werden, während Batteriespeicher „profitieren“ und ihre Nachfrage entsprechend zeitlich verlagern können. Damit entsteht für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge eine (erhöhte) Unsicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit einer gewissen Basis-Kapazität. Diese Unsicherheit steht dem Ziel des Schutzes spezifischer Investitionen entgegen.

Eine Abschätzung des Ausmaßes dieses (möglichen) Defizits erscheint sehr schwierig. Auch bei einer Unklarheit hinsichtlich des Ausmaßes der (möglichen) Verdrängung von Nachfrage durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Bereich der Basis-Kapazität durch Batteriespeicher zu bestimmten Zeiten könnte die entstandene Unsicherheit bereits investitionshemmend

(bei Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) wirken. Diese Unsicherheit bzw. deren potentiell negative Auswirkungen auf das Investitionsverhalten wären im Übrigen bei der Parametrierung von Förderregimen für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu berücksichtigen und würden c. p. zu einer Erhöhung des Förderbedarfs führen.

Dass durch zVNE die Nachfrage im Bereich der traditionellen Lasten relevant beeinflusst wird, erscheint eher unwahrscheinlich. Im Kontext der quasi unelastischen Nachfrage bei traditionellen Lasten ist es allerdings nicht undenkbar, dass diese durch die zeitliche Differenzierung der Netzentgelte bei einer Gesamtbetrachtung stärker belastet werden. Dies kann mit distributiven Zielen konfliktieren.

Es ist nicht ersichtlich, dass relevante Vorteile durch die (mögliche) zeitliche Verdrängung von Nachfrage durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge im Bereich der Basis-Kapazität zu Zeiten knapper Verteilnetzkapazität zugunsten von Nachfrage durch Batteriespeicher auftreten dürften, die die thematisierten Nachteile übersteigen könnten. Auch das Potential für positiv zu beurteilende (zeitliche) Nachfrageverschiebungen im Bereich der traditionellen Lasten, die speziell durch zVNE „verursacht“ werden, dürfte eher sehr gering sein. Damit einhergehend dürfte bei einer Gesamtbetrachtung das Vorliegen eines Nachteils des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus gegenüber dem Kombinationsvorschlag aufgrund des (möglichen) Einflusses von zVNE auf die thematisierten relativen Anteile der einzelnen Lasten zu bestimmten Zeiten an der Verteilnetzkapazität kaum möglich sein. Vielmehr sind wiederum Vorteile bei der Implementierung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus zu erwarten. Abschließend ist jedoch anzumerken, dass es denkbar ist, dass das Ausmaß der unter diesem Punkt (II) diskutierten Effekte eher gering ist und somit die weiteren (vorstehend und im Folgenden angesprochenen) Punkte eine deutlich größere Relevanz für die relative Beurteilung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus und des Kombinationsvorschlags haben.

(iii) EXKURS: ZEITVARIABLE NETZENTGELTE ALS INSTRUMENT ZUR REDUKTION VON INEFFIZIENTER NACHFRAGEVERDRÄNGUNG AUFGRUND VON POSITIVEN NETZENTGELTEN ZU ZEITEN OHNE KNAPPHEIT IM VERTEILNETZ

Zwar steht im Fokus dieser Arbeit die Frage der Allokation knapper Verteilnetzkapazität, jedoch sollen nun zVNE und der Kombinationsvorschlag auch im Hinblick darauf betrachtet werden, ob sie zu einer Reduktion von ineffizienter Nachfrageverdrängung aufgrund von (positiven) Netzentgelten (größer Null) zu Zeiten eingeführt werden sollten, in denen im Verteilnetz keine Knappheit besteht.

Anzumerken ist zunächst, dass auch beim Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus eine gewisse Reduktion der „normalen“ (zeitlich nicht differenzierten) Netzentgelte zu erwarten ist, da – vgl. dazu Abschnitt 2.2.1.1 dieser Arbeit – Einnahmen aus dem Verkauf spezieller Produkte erzielt werden. Diese Reduktion der (normalen) Netzentgelte wird tendenziell ebenfalls zu einem Rückgang der hier thematisierten ineffizienten Nachfrageverdrängung aufgrund von positiven Netzentgelten zu Zeiten führen, in denen im Verteilnetz keine Knappheit besteht. Allerdings könnten durch eine (zusätzliche) zeitliche Differenzierung der Netzentgelte u. U. in einem erhöhten Umfang ineffiziente Nachfrageverdrängung beseitigt werden.

Es kann nicht sicher ausgeschlossen werden, dass durch das Vorschalten von zVNE beim Kombinationsvorschlag gewisse Vorteile gegenüber dem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus hinsichtlich der Reduktion von ineffizienter Nachfrageverdrängung (aufgrund von positiven Netzentgelten) zu Zeiten vorliegen, in denen im Verteilnetz keine Knappheit besteht. Allerdings ist zu erwarten, dass derartige Vorteile – wenn sie denn tatsächlich auftreten würden – ein eher begrenztes Ausmaß hätten. Zu thematisieren wäre in diesem Zusammenhang auch, ob eine zeitliche Differenzierung nicht nur bei Verteilnetzentgelten, sondern auch bei (sonstigen) Umlagen im Hinblick auf eine Reduktion ineffizienter Nachfrageverdrängung zu Zeiten eines nicht voll ausgelasteten Verteilnetzes in Betracht gezogen werden sollten. Allerdings ist es unplausibel bzw. unwahrscheinlich, dass die thematisierten „nicht undenkbaren“ Vorteile von zVNE hinsichtlich der Reduktion ineffizienter Nachfrageverdrängung eine größere Bedeutung aufweisen können als die bereits und nachfolgend diskutierten Nachteile, die mit dem Kombinationsvorschlag (im Vergleich zum Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus) einhergehen.

(iv) (ZUSÄTZLICHE) TRANSAKTIONSKOSTEN BEI DEN NACHFRAGERN AUFGRUND VON zVNE

Bei den bisher diskutierten Punkten wurde (implizit) ausgeklammert, dass zVNE die Komplexität der Netznutzung für die Nachfrager erhöhen und somit zu (zusätzlichen) Transaktionskosten führen. Zwar können Nachfrager das Managen dieser Komplexität an Dienstleister (wie bspw. Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) übertragen, aber diese sind für die Dienstleistung des „Komplexitätsmanagements“ zu vergüten. Diese Vergütungszahlungen können als Transaktionskosten eingeordnet werden. Die (zusätzliche) Berücksichtigung der jeweiligen Fähigkeiten hinsichtlich des Komplexitätsmanagements bei der Auswahl zwischen verschiedenen im Wettbewerb miteinander stehenden Dienstleistern wird auf der Seite der Nachfrager mit weiteren Transaktionskosten einhergehen. Aus der Perspektive privater Haushalte als (Klein-)Verbraucher ist das Vorschalten von zVNE vor den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus im Rahmen des Kombinationsvorschlags daher besonders negativ zu beurteilen.

(v) OPTION DER DIFFERENZIERUNG UND DYNAMISIERUNG zVNE

Vorstehend (insbesondere unter Punkt (i)) ist auf die Nachteile hingewiesen worden, die mit einem Vorschalten von zVNE im Hinblick auf eine effiziente Auslastung der Verteilnetzkapazität einhergehen. Dabei ist nicht berücksichtigt worden, dass durch eine räumlich und zeitlich sehr differenzierte Ausgestaltung der vorgeschalteten zVNE ein Teil der angeführten Probleme zumindest in ihrem Umfang reduziert werden könnten. Um Wissenszuwächse und Umweltveränderungen zu berücksichtigen, könnten die (räumlich und zeitlich sehr differenzierten) zVNE zusätzlich noch häufiger angepasst und insofern dynamisiert werden. Allerdings ist bezüglich einer derartigen Differenzierung und Dynamisierung von zVNE folgendes kritisch anzumerken:

- Die Wissensanforderungen sind extrem hoch, um durch eine Differenzierung und Dynamisierung der zVNE die unter Punkt (i) aufgezeigten Defizite zu reduzieren. Es ist fraglich, inwieweit dies gelingen kann.
- Nichtsdestotrotz werden gewisse Reduktionen der Defizite gelingen können. Allerdings geht die Differenzierung und Dynamisierung der zVNE mit dem Nachteil einer deutlich höheren

Komplexität und Unsicherheit über zukünftige Preise für die Nachfrager und damit entsprechend höheren Transaktionskosten einher. Wiederum ist dieser Nachteil in besonderer Weise für private Haushalte als kleine Verbraucher von Relevanz. Im Übrigen werden auch aufseiten der Regulierungsbehörde und der VNB deutlich höhere Transaktionskosten als Folge einer Differenzierung und Dynamisierung von zVNE anfallen.

Vor diesem Hintergrund kann festgehalten werden, dass die Option der Differenzierung und Dynamisierung von zVNE nicht dazu führt, dass diese bei einer Gesamtbetrachtung grundsätzlich positiver zu beurteilen sind. Ihre Nachteile (sowohl alleine gemäß dem Consentec-Vorschlag als auch im Rahmen des Kombinationsvorschlags angewandt) gegenüber dem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus bleiben bestehen.

(vi) EINFLUSS VON zVNE AUF DIE KOSTEN IM BEREICH DES MESSWESENS

Durch das Vorschalten von zVNE können im Bereich des Messwesens insbesondere dann erhöhte Kosten im Vergleich zum Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus entstehen, wenn Nachfrager über keine SteuVE (und somit nur über traditionelle Lasten) verfügen. Beim Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus ist es im Hinblick auf die Bepreisung und Allokation der Verteilnetzkapazität in diesem Fall nicht erforderlich, einen Smart Meter zu installieren, der eine viertelstündliche Messung des Stromverbrauchs sowie bei Bedarf auch eine digitale Übertragung der Messwerte ermöglicht. Im Hinblick auf die Steuerung des Stromverbrauchs (unabhängig von der Frage der Bepreisung und Allokation der Verteilnetzkapazität) dürfte es bei üblichen Jahresverbrauchsmengen im Bereich der Haushaltskunden kaum lohnenswert sein, die Mehrkosten eines Smart Meter (im Vergleich zu einem konventionellen Stromzähler) in Kauf zu nehmen. Die Nutzung von zVNE erfordert hingegen stets die Installation von Smart Metern. Insofern bietet der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus das Potential für Einsparungen im Bereich des Messwesens bei privaten Haushalten.

Auch in anderen Konstellationen können Kostenunterschiede im Bereich des Messwesens zwischen dem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus und dem Kombinationsvorschlag vorliegen. Allerdings haben diese Konstellationen überwiegend eine geringere (zahlenmäßige) Relevanz und die Kostenunterschiede werden im Vergleich zu den sonstigen (unter den vorherigen Punkten thematisierten) Effekten von eher untergeordneter Bedeutung sein.

2.3.2.2.3 Fazit

Die vorstehenden Analysen zeigen auf, dass zVNE nicht nur als alleiniger Mechanismus zur Allokation von Verteilnetzkapazität, sondern auch als vorgeschalteter Mechanismus im Rahmen des Kombinationsvorschlags mit (erheblichen) Nachteilen verbunden sind. Der Kombinationsvorschlag ist insbesondere hinsichtlich des Ziels der effizienten Ausnutzung der Verteilnetzkapazität deutlich schlechter zu beurteilen als der Prioritätsrechte-basierte Kapazitätsallokationsmechanismus. Wenn außerdem im Kombinationsvorschlag zVNE, deren Höhe nicht nach der Art der Lasten (also traditionelle Lasten oder SteuVE in Form von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen oder Batteriespeichern) differenziert wird, vorgeschaltet werden, entsteht für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge eine (erhöhte) Unsicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit einer gewissen Basis-Kapazität, was dem Ziel des

Schutzes spezifischer Investitionen entgegensteht. Allerdings ist eine Abschätzung des Ausmaßes dieses (möglichen) Defizits sehr schwierig.

Ob bzw. inwieweit durch die Erhebung von zVNE im Rahmen des Kombinationsvorschlags überhaupt Vorteile realisierbar sind, ist unklar. In diesem Zusammenhang können sich vertiefte Analysen zu der Frage anbieten, inwieweit eine ineffiziente Nachfrageverdrängung durch positive Netzentgelte zu Zeiten ohne Knappheit hinsichtlich der Verteilnetzkapazität durch zVNE beseitigt werden kann und wie denkbare entsprechende Effekte bei einer Gesamtbetrachtung zu beurteilen sind. Es ist jedoch unplausibel, dass dabei ggf. identifizierte Vorteile durch ein Vorschalten von zVNE im Rahmen des Kombinationsvorschlags die mit diesem verbundenen Nachteile überkompensieren. Sofern vertiefte Analysen zum Vorschalten von zVNE im Rahmen des Kombinationsvorschlags durchgeführt werden, kann es sich anbieten, dabei auch die Verschiebung von Nachfrage bei einzelnen Lasten sowie Ausgestaltungsfragen bezüglich des Messwesens genauer zu beleuchten. Ferner sollte dabei auch eine differenzierte Anwendung von zVNE bei unterschiedlichen Arten von Lasten (traditionelle Lasten, Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern) betrachtet werden.

Anzumerken ist, dass durch eine verstärkte (zeitliche und räumliche) Differenzierung und Dynamisierung von zVNE die mit diesen einhergehenden Nachteile reduziert werden könnten. Allerdings geht diese Differenzierung und Dynamisierung von zVNE zunächst mit sehr hohen Wissensanforderungen an die Akteure einher, die für die Ausgestaltung der zVNE zuständig sind. Ferner werden durch eine Differenzierung und Dynamisierung von zVNE die Transaktionskosten stark ansteigen. Da die Nachteile aufseiten der (Klein-)Verbraucher in einem besonders großen Ausmaß ansteigen würden, ist eine Differenzierung und Dynamisierung von zVNE insbesondere aus Sicht der privaten Haushalte als (Klein-)Verbraucher als besonders negativ zu beurteilen.

Aufgrund der dargestellten zentralen Kritikpunkte ist der Consentec-Vorschlag zur Kapazitätsallokation als nicht vorteilhaft einzustufen und sollte daher auch nicht umgesetzt werden. Beim Kombinationsvorschlag ist nicht zu erwarten, dass dieser Vorteile gegenüber der alleinigen Anwendung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus aufweist. Vielmehr dürfte das Vorschalten von zVNE vor den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus mit Nachteilen einhergehen. Nichtsdestotrotz dürfte es im Kontext der möglichen Vorteile von zVNE als Instrument zur Reduktion von ineffizienter Nachfrageverdrängung aufgrund von positiven Netzentgelten zu Zeiten ohne Knappheit im Verteilnetz und der Bedeutung der Identifikation eines möglichst geeigneten Allokationsmechanismus für (knappe) Verteilnetzkapazität wohl sinnvoll sein, hierzu noch vertiefte Analysen durchzuführen.

2.3.2.3 Weitere Reformvorschläge

Neben den bereits in dieser Arbeit diskutierten Vorschlägen zur Kapazitätsallokation im Stromverteilnetz gibt es weitere Vorschläge, die von verschiedenen Akteuren veröffentlicht wurden. Folgend soll ein sehr kurzer Überblick über einige dieser weiteren Vorschläge gegeben werden. Die Darstellungsreihenfolge erfolgt chronologisch nach dem Datum der Veröffentlichung:

- In der Studie „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“²³⁴ von Ecofys und Fraunhofer IWES, die im Auftrag der Agora Energiewende erstellt wurde, werden verschiedene Gestaltungsoptionen diskutiert und anschließend sogenannte Smart-Market-Modelle für unterschiedliche Anwendungsfälle entwickelt. Für den in dieser Arbeit betrachteten Bereich der neuen Lasten in der Niederspannung plädieren die Autoren für ein sogenanntes Quotenmodell.²³⁵
- In der Studie „Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz“²³⁶ hat E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge) im Auftrag deutscher VNB drei Varianten für die Kapazitätsallokation im Verteilnetz untersucht. E-Bridge plädiert dafür, perspektivisch lokale Märkte für Flexibilität zu errichten, da auf diesem Weg das ungenutzte Vorhalten von Flexibilitäten verhindert werden könne und damit Kosteneinsparungen im Vergleich zu anderen Vorschlägen möglich wären.²³⁷
- Im Rahmen des vom BMWK finanzierten Forschungsprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ wurde im Projekt „C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschland“ (C/sells)²³⁸ das sogenannte „C/sells-FlexPlattform-Konzept“ entwickelt.²³⁹ Auf der entwickelten Plattform sollen u. a. Nachfrager mit neuen Lasten (bzw. von denen beauftragte Dienstleister) ihre lokale Flexibilität beim Strombezug anbieten können. Als Nachfrager dieser Flexibilität tritt der zuständige VNB auf. Ein Anwendungs- bzw. Umsetzungskonzept dieses Vorschlags stellt der „Altdorfer Flexmarkt“ (ALF) dar.²⁴⁰ Die Ergebnisse aus dem C/sells-Projekt sind außerdem in den SINTEG-Synthesebericht 2 „Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen“ eingeflossen.²⁴¹
- Vom Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE) wurde das sogenannte „bne-Quotenmodell“²⁴² entwickelt. Bei diesem Vorschlag prognostizieren die VNB die Engpassrisiken und legen dann Grenzen („Quoten“) fest, die der maximal erlaubten Leistung bzw. Verteilnetzkapazität entsprechen, die ein Nachfrager zu einem bestimmten Zeitpunkt nutzen darf. Laut bne-Quotenmodell sind die Nachfrager für ihre Flexibilität mit einer

²³⁴ NABE ET AL. (2017).

²³⁵ Vgl. NABE ET AL. (2017, S. 106).

²³⁶ E-BRIDGE (2017).

²³⁷ Vgl. E-BRIDGE (2017, S. 41).

²³⁸ Vgl. die Internetseite des C/sells-Projekts, abgerufen am 01.08.2023 unter <http://www.csells.net>.

²³⁹ Vgl. KLEMP ET AL. (2020).

²⁴⁰ Vgl. ZEISELMAIR ET AL. (2018).

²⁴¹ Vgl. BURGES ET AL. (2022).

²⁴² BNE (2020).

„Flexibilitätsprämie“ zu entschädigen.²⁴³ Vor der Veröffentlichung des BNE-Quotenmodells hat der BNE ein „Decentralized Flexibility Market Model“ favorisiert.²⁴⁴

- Das Öko-Institut e.V. Freiburg hat im Jahr 2020 das Working Paper „Flexibilität für das Netz“²⁴⁵ veröffentlicht, in dem zunächst ein Vergleich und eine Bewertung von verschiedenen Vorschlägen zur Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen erfolgt. Auf Basis dieser Analysen kommen die Autoren zum Ergebnis, dass Vorschläge auf Basis von „lokalen Flexibilitätsmärkten“ das größte Potential für Kapazitätsallokationsmechanismen aufweisen.²⁴⁶
- In der Veröffentlichung „The time ist now: smart charging of electric vehicles“²⁴⁷ plädieren die Autoren des Regulatory Assistance Projects (RAP) für die Einführung von sogenannten „smart charging tariffs“, die Nachfrager zur Anpassung ihres Stromverbrauchs anreizen sollen. Dabei ist vorgesehen, dass mit smart charging tariffs auch mögliche Knappheiten bei der lokalen Verteilnetzkapazität adressiert werden können.²⁴⁸ Da die Ausgestaltung eines solchen Tarifs dem VNB obliegt, basiert der RAP-Vorschlag auf Listenpreisen und ähnelt damit dem Consentec-Vorschlag.²⁴⁹
- E-Bridge schlägt in ihrer Studie „Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden“²⁵⁰ das Vorschalten von zVNE vor einen weiteren Kapazitätsallokationsmechanismus vor, was grundsätzlich dem Gedanken des Kombinationsvorschlags entspricht.²⁵¹ Im Rahmen einer Pilotanwendung im Stromnetz der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ) wurde der Vorschlag zusätzlich erprobt.²⁵²
- Im Rahmen des vom BMWK finanzierten Forschungsprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ wurde im Projekt „enera: Der nächste große Schritt der Energiewende“ der sogenannte enera-Flexibilitätsmarkt entwickelt, über den die Koordination für den netzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität erfolgen soll.²⁵³ Beim enera-Flexibilitätsmarkt ermitteln die VNB zunächst ihren Flexibilitätsbedarf und übermitteln diesen zusammen mit ihrer Zahlungsbereitschaft für Flexibilität an die Handelsplattform. Gleichzeitig stellen die sogenannten Flexibilitätsanbieter (z. B. Betreiber oder Vermarkter) die bei ihnen verfügbare Flexibilität sowie zugehörige Angebotspreise ein. Die Handelsplattform informiert dann die möglichen Vertragspartner, wenn eine Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage nach Flexibilität vorliegt.²⁵⁴

²⁴³ Vgl. BNE (2020, S. 3).

²⁴⁴ Vgl. BNE (2015) für eine erste Fassung und BNE (2016) für eine überarbeitete Fassung des Vorschlags.

²⁴⁵ VOGEL / BAUKNECHT (2020).

²⁴⁶ Vgl. VOGEL / BAUKNECHT (2020, S. 29).

²⁴⁷ BURGER ET AL. (2022).

²⁴⁸ Vgl. BURGER ET AL. (2022, S. 15–20).

²⁴⁹ Vgl. dazu den Abschnitt 2.3.2.2.

²⁵⁰ E-BRIDGE (2020).

²⁵¹ Vgl. dazu insbesondere den Abschnitt 2.3.2.2.2.2 dieser Arbeit.

²⁵² Vgl. E-BRIDGE (2020, S. 23–26).

²⁵³ Vgl. VOGEL ET AL. (2021).

²⁵⁴ Vgl. VOGEL ET AL. (2021, S. 121 ff.).

- In der Veröffentlichung „Zeitvariable Verteilnetzentgelte - Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik“²⁵⁵ sowie der Kurzstudie „Mehrwert dezentraler Flexibilität“²⁵⁶ plädieren die Autoren für einen Einsatz von zVNE als lokales Preissignal für Verteilnetzknappheit. Aufgrund aktuell noch fehlender technischer Voraussetzungen werden eine schrittweise Einführung und ein anschließendes Verfeinern der zVNE vorgesehen.²⁵⁷

Die vorstehende Auflistung bzw. kurze Übersicht über verschiedene weitere Vorschläge zur Kapazitätsallokation stellt nur eine Auswahl der Veröffentlichungen zu Kapazitätsallokationsmechanismen im Stromverteilnetz dar und genügt damit nicht dem Anspruch eines (vollständigen) Literaturüberblicks.²⁵⁸

Gleichwohl ist festzustellen, dass es viele Vorschläge gibt, die im Wesentlichen den bereits in den beiden vorangegangenen Abschnitten diskutierten Vorschlägen sowie dem im folgenden Abschnitt diskutierten BNetzA-Vorschlag ähneln und daher an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden. Allerdings existieren auch weitere Vorschläge, die sich von den in dieser Arbeit ausführlich diskutierten Vorschlägen unterscheiden. Zu nennen sind hierbei zunächst die Vorschläge, die auf lokalen Flexibilitätsmärkten basieren. Bei einer sehr stark verkürzten Betrachtung sind diese Vorschläge für den Anwendungsfall der Kapazitätsallokation in der Niederspannung vor allem als nachteilig einzustufen, weil stets Probleme mit strategischem Bieten sowie weitere Marktmarktprobleme bestehen werden und in der Folge die VNB vermutlich sehr hohe Zahlungen für die Kontrahierung von Flexibilität zu zahlen hätten;²⁵⁹ im Übrigen würden extrem hohe TAK für alle beteiligten Akteure anfallen. Bei Vorschlägen, die auf eine Quotierung durch den VNB charakterisiert sind, prognostiziert der VNB zunächst mögliche Engpässe und gibt dann einem Nachfrager entweder Kapazitätsgrenzen vor oder begrenzt die Nachfrage der neuen Lasten durch eine direkte Steuerung. Quotenmodelle ähneln daher in den Grundzügen dem BNetzA-Vorschlag. Im Vergleich zu dem in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechtebasierten Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgt bei der Quotierung der Kapazität i. d. R. keine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Arten der Endgeräte der neuen Lasten, sodass bei Quotenmodellen keine „Technologiedifferenzierung“ erfolgt, was als eindeutig negativ einzuordnen ist. Außerdem besteht bei Quotenmodellen stets das Problem, ohne größere Fehlanreize die entsprechende Kapazität eines Nachfragers zu ermitteln bzw. festzulegen, die im Engpassfall quotiert wird. Unter anderem aufgrund der genannten Gründe wird in dieser Arbeit auf eine vertiefende Betrachtung von auf Quotenmodellen basierenden Vorschlägen zur Kapazitätsallokation verzichtet.

Eine weitergehende Auseinandersetzung mit den vorstehend in diesem Abschnitt sehr kurz thematisierten Reformvorschlägen zur Kapazitätsallokation erfolgt in dieser Arbeit nicht.

²⁵⁵ HIRTH / EICKE (2023).

²⁵⁶ EICKE / HIRTH / MÜHLENPFORDT (2024).

²⁵⁷ Vgl. HIRTH / EICKE (2023, S. 15–20) sowie EICKE / HIRTH / MÜHLENPFORDT (2024, S. 36).

²⁵⁸ Ein kurzer Überblick über weitere Vorschläge inkl. einer Systematisierung ist bspw. bei HENNIG / DE VRIES / TINDEMANS (2024, S. 1–4) zu finden.

²⁵⁹ Vgl. bspw. JAHNS ET AL. (2023), HIRTH / SCHLECHT (2019), HIRTH / EICKE (2023, S. 5–6) oder HIRTH ET AL. (2019, S. 53–54) zur Problematik des strategischen Bietens in sogenannten (lokalen) Flex-Märkten.

2.3.3 Beschlossene zukünftige Kapazitätsallokation (gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur vom 27. November 2023)

Einen weiteren Vorschlag für die Ausgestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus hat die BNetzA vorgelegt, da – wie bereits in Abschnitt 2.3.1 erwähnt – der Bundesgesetzgeber mit der Neufassung des § 14a EnWG zum 1. Januar 2023 der BNetzA die Option eingeräumt hat, einen eigenen Ausgestaltungsvorschlag mit bundeseinheitlichen Regelungen zu entwickeln. Die BNetzA hat daraufhin im Rahmen eines Festlegungsverfahrens einen eigenen Vorschlag entwickelt und diesen zunächst am 24. November 2022 als Eckpunktepapier veröffentlicht.²⁶⁰ Nach einer Konsultation erfolgten seitens der BNetzA bzw. der Beschlusskammer 6 der BNetzA (BK 6) Überarbeitungen, die im Juni 2023 veröffentlicht wurden.²⁶¹ Ferner hat die Beschlusskammer 8 der BNetzA (BK 8) ebenfalls im Juni 2023 einen ersten Entwurf für die Festlegung zu Netzentgelten bei der Anwendung der netzorientierten Steuerung von SteuVE und Steuerbaren Netzanschlüssen (SteuNA) vorgelegt.²⁶² Die finalen Fassungen bzw. die Festlegungen, die sich nur in wenigen Punkten vom vorherigen Entwurf aus dem Juni 2023 unterscheiden, wurden am 27. November 2023 von der BK 6 und der BK 8 veröffentlicht.²⁶³

Folgend wird stets auf die finale Fassung des Vorschlags der BNetzA eingegangen, wodurch in dieser Arbeit auch nicht alle (Zwischen-)Schritte der Genese des Vorschlags erläutert werden. Der auf der finalen Fassung basierende Mechanismus zur Kapazitätsallokation der BNetzA wird folgend in dieser Arbeit als „BNetzA-Vorschlag“ oder alternativ als Status quo bezeichnet, da der BNetzA-Vorschlag seit dem 1. Januar 2024 die geltende Regelung für SteuVE darstellt.²⁶⁴

2.3.3.1.1 Darstellung

Der BNetzA-Vorschlag sieht zunächst eine Anwendung bei einem unmittelbaren bzw. mittelbarem Anschluss der SteuVE in der Niederspannung der Stromverteilnetze vor²⁶⁵, wobei perspektivisch laut BNetzA auch eine Ausweitung auf andere Spannungsebenen denkbar sei. Wie bisher in dieser Arbeit wird im Folgenden weiterhin auf den Niederspannungsbereich fokussiert. Ferner ist vorab anzumerken, dass laut BNetzA der Strombezug von SteuVE nach Knappheiten im zentralen Stromsystem und damit in Zeiten mit geringen Strompreisen zukünftig möglich sein soll und daher bei der Erarbeitung des Vorschlags zur Kapazitätsallokation dieser Aspekt explizit mitgedacht wurde.²⁶⁶

Der BNetzA-Vorschlag beinhaltet ein Zielmodell und Übergangsregeln, die sich einerseits aufgrund kurzfristig fehlender technischer und weiterer Voraussetzungen bei den VNB und andererseits aufgrund von Pfadabhängigkeiten bzw. dem Schutz für bestehende Endgeräte durch besondere Regeln ergeben.

²⁶⁰ Vgl. BNETZA (2022).

²⁶¹ Vgl. BNETZA (2023c).

²⁶² Vgl. BNETZA (2023d).

²⁶³ Vgl. BNETZA (2023a), BNETZA (2023e) sowie BNETZA (2023b).

²⁶⁴ In diesem Abschnitt wird umfangreich (und z. T. wortgleich) auf Darstellungen, Einordnungen und Kritik in BIESCHKE / BECKERS / VORWERK (2023a), BIESCHKE ET AL. (2023) sowie BIESCHKE / BECKERS / VORWERK (2023b) zurückgegriffen.

²⁶⁵ Der Anwendungsbereich umfasst damit die Netzebene 6 (Umspannung zwischen Mittel- und Niederspannung) und die Netzebene 7 (Niederspannungsnetz). Vgl. BNETZA (2023a, S. 21).

²⁶⁶ Vgl. BNETZA (2022, S. 3–4).

Im Folgenden steht zunächst das Zielmodell des Vorschlags im Fokus und nachgelagert werden dann die vorgesehenen Übergangsregeln thematisiert.²⁶⁷

KERNELEMENTE DES VORSCHLAGS („ZIELMODELL NETZORIENTIERTE STEUERUNG“)

Der Anwendungsbereich des BNetzA-Vorschlags bezieht sich auf nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpenheizungen (inkl. einer möglichen Zusatzheizung), Anlagen zur Erzeugung von Kälte und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) für die Strombezugsrichtung aus dem öffentlichen Netz. Diese Liste der genannten SteuVE ist laut BNetzA abschließend, sodass bspw. öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge nicht adressiert werden.²⁶⁸ Unter den BNetzA-Vorschlag fallen SteuVE nur dann, wenn sie einen maximalen Leistungsbezug von größer als 4,2 kW aufweisen, die Inbetriebnahme nicht vor dem 1. Januar 2024 erfolgt ist und – wie bereits erwähnt - in der Niederspannungsebene oder in der Umspannebene Mittel- / Niederspannung des Verteilnetzes angeschlossen werden.²⁶⁹

Als technische und (weitere) Prozessvoraussetzungen für die Anwendung des Vorschlags wird von der BNetzA zunächst ein hinreichendes Auslastungsverständnis der VNB über die Verteilnetzkapazität genannt. Die BNetzA erwartet von den VNB zukünftig eine messtechnische Feststellung nach aktuellem Stand der Technik. Dieser wird vermutet, wenn in die Netzzustandsermittlung eines Netzbereiches Netzzustandsdaten (Echtzeitwerte, jeweils in minütlicher Auflösung) von mindestens 15 % aller Netzanschlüsse des Netzbereiches oder alternativ von mindestens 7 % aller Netzanschlüsse des Netzbereichs in Kombination mit Erhebungen von entsprechenden Netzzustandsdaten bei den Trafoabgängen einfließen.²⁷⁰ Um eine möglichst passgenaue Ermittlung des Netzzustandes zu ermöglichen, hat die BNetzA die VNB aufgerufen, Empfehlungen zur Durchführung der Netzzustandsermittlung nach dem Stand der Technik zu erarbeiten und diese der BNetzA vorzulegen. Die vorstehend beschriebene Regelung zur Netzzustandsermittlung hat so lange Bestand, bis von der BNetzA – ggf. auf Basis eines Vorschlags der VNB – eine Nachfolgeregelung beschlossen wird.²⁷¹ Von den Nachfragern wird erwartet, die entsprechende Infrastruktur zur Umsetzung der Steuerungsbefehle des VNB in der eigenen Hausanlage sicherzustellen.²⁷²

Der BNetzA-Vorschlag sieht eine verpflichtende Anwendung des Mechanismus zur Kapazitätsallokation für alle VNB und für alle SteuVE vor. Als Begründung wird genannt, dass mittelfristig eine massive Zunahme von SteuVE in allen Verteilnetzen denkbar sei und in diesem Fall durch eine verpflichtende Anwendung des Allokationsmechanismus bereits eine Handlungsoption für den VNB etabliert ist, wenn ein kurzfristig notwendiger Netzausbau nicht rechtzeitig erfolgen kann. Gleichzeitig sieht der Vorschlag vor, dass die Nachfrager für ihre SteuVE stets einen Anspruch auf einen sofortigen Netzanschluss

²⁶⁷ Einen sehr knappen Überblick über den BNetzA-Vorschlag und damit den Status quo liefern auch KEDI / DENA (2024).

²⁶⁸ Vgl. BNETZA (2023a, S. 16–20) sowie BNETZA (2023e, S. 1–2).

²⁶⁹ Vgl. BNETZA (2023a, S. 20-21 sowie 25-26) und BNETZA (2023e, S. 2).

²⁷⁰ Vgl. BNETZA (2023e, S. 2).

²⁷¹ Vgl. BNETZA (2023a, S. 22–24).

²⁷² Vgl. BNETZA (2023a, S. 40–42) sowie BNETZA (2023e, S. 4).

haben. Dies gilt auch, wenn im betroffenen Strang bereits eine Betriebsmittelüberlastung vorliegt bzw. erwartet wird, die den zeitweisen Einsatz eines Kapazitätsallokationsmechanismus notwendig macht. Durch diese Ausgestaltung im BNetzA-Vorschlag soll sichergestellt werden, dass für die Nachfrager keine Wartezeiten beim Anschluss von SteuVE entstehen, die den gewünschten Markthochlauf von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bremsen könnten.²⁷³

Im BNetzA-Vorschlag erfolgt die Steuerung bei Kapazitätsengpässen durch den vor Ort zuständigen VNB. Unter dieser sogenannten „netzorientierten Steuerung“ versteht die BNetzA dabei die Reduzierung des sogenannten „netzwirksamen Leistungsbezugs“ von SteuVE, was laut BNetzA als Systemsicherheitsmaßnahme und damit als marktbezogene Maßnahme i. S. v. § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG gilt.²⁷⁴ Der VNB darf dabei nur steuernd eingreifen, wenn er über aktuelle Messungen im Netzbereich in Kombination mit Netzmodellen und -berechnungen (Netzzustandsermittlung) nachweisen kann, dass die Steuerung zur Beseitigung einer drohenden Kapazitätsknappheit „geeignet und objektiv erforderlich“ ist.²⁷⁵ Die Steuerungshandlung darf auch nur so lange und in einem Umfang erfolgen, wie es für die Abwendung des Engpassfalls notwendig ist. Im BNetzA-Vorschlag wurde daher auch keine zahlenmäßige oder zeitbezogene Limitierung für Steuerungsvorgänge aufgenommen, da der Vorschlag auf den Nachweis einer Erforderlichkeit durch den VNB abzielt, was laut BNetzA einer zeitlichen Obergrenze entgegensteht. Kommt es zu einer hohen Anzahl und langer Dauer an Steuerungsvorgängen, sind laut BNetzA die VNB angehalten, die Netzkapazität im betroffenen Bereich bedarfsgerecht und möglichst vorausschauend zu erweitern.^{276, 277}

Erfolgt durch den VNB eine Steuerungshandlung („netzorientierte Steuerung“), so hat – sofern es technisch möglich ist – eine „diskriminierungsfreie Auswahl“ der zu steuernden SteuVE zu erfolgen. Laut BNetzA ist darunter eine gleichmäßige anteilige Leistungsreduktion aller SteuVE im betroffenen Netzbereich zu verstehen. Dabei wird angenommen, dass die Wirkleistungsreduktion aller SteuVE den gleichen Einfluss auf die Kapazitätsauslastung im Verteilnetz haben.²⁷⁸ Im BNetzA-Vorschlag ist dabei für eine SteuVE bei einer netzorientierten Steuerung eine Mindestbezugsleistung aus dem Verteilnetz in Höhe von 4,2 kW vorgesehen.²⁷⁹ Als Argumente für eine gewisse Mindestbezugsleistung bzw. garantierte Mindestkapazität nennt die BNetzA potentielle Ausweicheffekte (bspw. bei Elektrofahrzeugen, die ansonsten im privaten Bereich nicht über eine Wallbox geladen werden) sowie die Sicherstellung des Betriebs von Wärmepumpen bzw. das Nachladen von Elektrofahrzeugen.²⁸⁰

²⁷³ Vgl. BNetzA (2023e, S. 5) sowie BNetzA (2023a, S. 44–47).

²⁷⁴ Vgl. BNetzA (2023a, S. 13).

²⁷⁵ Vgl. BNetzA (2023e, S. 3).

²⁷⁶ Vgl. BNetzA (2023a, S. 47–51) sowie BNetzA (2023e, S. 5).

²⁷⁷ Auf die Abwägungsfrage zwischen Kapazitätsallokation und -erweiterung und somit auf eine (langfristig) sinnvolle Netzausbauplanung wird in diesem Abschnitt nicht weiter eingegangen, da diese Fragestellung erst im nachfolgenden Kapitel 3 thematisiert wird.

²⁷⁸ Vgl. BNetzA (2023e, S. 3).

²⁷⁹ Vgl. BNetzA (2023a, S. 34–35) sowie BNetzA (2023e, S. 4).

²⁸⁰. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass die garantierte Mindestkapazität laut BNetzA für alle SteuVE gilt. In den entsprechenden Beispielen im Eckpunktepapier (vgl. BNetzA (2022)) werden jedoch stets Fälle mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen beschrieben. In der späteren Festlegung stellt die BNetzA klar, dass sie keine Argumente für eine Ungleichbehandlung verschiedener Arten von SteuVE sieht und daher sowohl eine

Im BNetzA-Vorschlag darf jeder Betreiber einer SteuVE für jede SteuVE entscheiden, ob die netzorientierte Steuerung des VNB sich auf die einzelne SteuVE beziehen soll (sogenannte „Direktsteuerung“) oder ob ein Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug vom VNB vorgegeben werden soll, was als „Steuerung mittels Energie-Managementsystem (EMS)“ bezeichnet wird. Wählt der Betreiber die Steuerung mittels EMS für mehrere SteuVE hinter einem Netzanschluss, wird die Mindestbezugsleistung unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors ermittelt.²⁸¹ Der Betreiber darf dann selbst entscheiden, für welche der SteuVE der zugestandene netzwirksame Leistungsbezug genutzt werden soll. Da bei der netzorientierten Steuerung ausschließlich der netzwirksame Leistungsbezug reduziert werden darf, kann auch während einer netzorientierten Steuerung weiterhin Strom aus eigenen Stromerzeugungsanlagen (bspw. einer PV-Anlage) genutzt werden, sodass der Strombezug einer SteuVE in diesem Fall sogar höher ausfallen kann als der zu diesem Zeitpunkt zugestandene Leistungsbezug aus dem Verteilnetz.²⁸²

Als Rechtsfolgen der Steuerung ist weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein finanzieller Ausgleich vorgesehen, der über die folgend beschriebene Entgeltreduktion hinaus geht.²⁸³ Hinsichtlich der im § 14a EnWG vorgeschriebenen Entgeltreduktion für die betroffenen Nachfrager besitzt die BNetzA laut § 14a Abs. 1 EnWG die Option, bundeseinheitliche Regelungen festzulegen. Bereits im Eckpunktepapier hat die BNetzA angekündigt, von dieser Festlegungskompetenz Gebrauch zu machen und die Methode zur Berechnung der Entgeltreduktion vorzugeben (§ 14a Abs. 1 Satz 1 und Satz 3 Nr. 8 EnWG i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG). Die BK 8 hat dazu im Juni 2023 Vorgaben zur Netzentgeltreduzierung veröffentlicht und die entsprechende Festlegung im November 2023 beschlossen.²⁸⁴ Die BNetzA sieht grundsätzlich zwei Module sowie ein ergänzendes Modul vor, zwischen denen die Nachfrager wählen können:

- Die **pauschale Netzentgeltreduzierung (Modul 1)**²⁸⁵ kann von einem Nachfrager für eine oder mehrere SteuVE gewählt werden. Es ist dabei grundsätzlich kein zusätzlicher Zähler für SteuVE notwendig. Die Höhe der pauschalen Netzentgeltreduzierung setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Der Nachfrager erhält eine jährliche Reduktion von 80 Euro (brutto), die unabhängig von der Anzahl der SteuVE (an der Marktllokation) ist.²⁸⁶ Die Werte orientieren sich dabei an den im MsbG vorgesehenen Preisobergrenzen für ein IMS und eine Steuerbox,²⁸⁷

„diskriminierungsfreie“ Auswahl der SteuVE für sachgerecht hält als auch für alle Arten von SteuVE die gleiche Mindestbezugsleistung vorzusehen ist. Abweichende Regelungen sind nur für große Wärmepumpen und Klimaanlage vorgesehen. Vgl. BNETZA (2023a, S. 31 sowie 34-36).

²⁸¹ Für den Fall, dass an dem Netzanschluss keine großen Wärmepumpen oder Klimaanlage betrieben werden, beträgt der Gleichzeitigkeitsfaktor bei zwei SteuVE beispielsweise 0,8, sodass sich die stets zugestandene Mindestbezugsleistung für die Summe der beiden SteuVE in diesem Fall auf 7,56 kW beläuft. Bei drei SteuVE beträgt der Gleichzeitigkeitsfaktor 0,75 und die Mindestbezugsleistung für die Summe der drei SteuVE beläuft sich auf 10,5 kW. Vgl. BNETZA (2023e, S. 4).

²⁸² Vgl. BNETZA (2023a, S. 32–39) sowie BNETZA (2023e, S. 3–4).

²⁸³ Vgl. BNETZA (2023e, S. 5) sowie BNETZA (2023a, S. 43–44).

²⁸⁴ Vgl. BNETZA (2023d) sowie BNETZA (2023b).

²⁸⁵ Vgl. BNETZA (2023b, S. 2).

²⁸⁶ Die Begriffe intelligentes Messsystem und Steuerbox sind im § 2 MsbG definiert.

²⁸⁷ Die Preisobergrenze für das IMS ist in § 30 Abs. 1 Nr. 5b MsbG geregelt. Die Preisobergrenze für die Steuerbox wird in § 35 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 MsbG festgelegt.

da laut BNetzA keine anderen passenden Kriterien existieren (bspw. „Verursachergerechtigkeit“).²⁸⁸ Zusätzlich wird dem Nachfrager jährlich eine sogenannte Stabilitätsprämie gewährt, die individuell für jeden VNB ermittelt wird. Sie ergibt sich aus dem Produkt des Arbeitspreises für die Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung in der Niederspannung im jeweiligen Verteilnetz mit dem jährlichen Verbrauch einer durchschnittlichen SteuVE, der von der BK 8 zunächst mit 3.750 kWh angenommen wird, sowie einem Faktor von 0,2.²⁸⁹ Laut BK 8 soll mit der Stabilitätsprämie der Beitrag von Nachfragern mit SteuVE zu einer höheren Auslastung der Verteilnetze sowie den Kosten und Effizienzgewinnen beim Netzausbau für alle Nachfrager gewürdigt werden.²⁹⁰ Die Zahlung der pauschalen Entgeltreduktion erfolgt dabei unabhängig davon, ob es zu Steuerungsvorgängen seitens des VNB kommt bzw. gekommen ist. Durch die Reduktion im Modul 1 darf das zu zahlende Netzentgelt eines Nachfragers nicht kleiner Null sein.²⁹¹

- Neben dem Modul 1 sind die VNB verpflichtet, jedem Nachfrager alternativ eine **prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises (Modul 2)**²⁹² anzubieten. Wählt ein Nachfrager dieses Modul 2, ist dafür ein separater Zähler notwendig. Eine Kombination mit Modul 1 ist nicht möglich. Die prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises wird durch die BNetzA für alle Netzgebiete auf 60 % des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Lastgangmessung in der Niederspannung, der im laufenden Kalenderjahr für das jeweilige Netzgebiet gilt, festgelegt. Die Reduktion in Modul 2 ist bspw. für Wärmepumpen auch mit der Befreiung von Umlagen kombinierbar.²⁹³ Auch wenn im Modul 2 ein weiterer Zähler notwendig ist, darf pro Nachfrager maximal ein Grundpreis abgerechnet werden, wobei keine Pflicht des VNB besteht, überhaupt einen Grundpreis zu erheben.²⁹⁴
- Den Nachfragern, die das Modul 1 gewählt haben, müssen vom jeweiligen VNB zusätzlich ein sogenanntes „**Ergänzendes Anreizmodul**“ (**Modul 3**)²⁹⁵ angeboten bekommen, welches zVNE beinhaltet. Das Modul 3 ist für die Nachfrager optional wählbar und damit nicht verpflichtend. Eine Kombination mit Modul 2 ist nicht möglich. Die Ausgestaltung der zVNE erfolgt durch den lokalen VNB, wobei folgende zentrale Vorgaben der BNetzA zu beachten sind. Zunächst einmal müssen die zVNE aus drei Preisstufen bestehen. Der Standardtarif (ST) entspricht dabei dem allgemeinen Netzentgelt in der Niederspannungsebene des lokalen Netzgebiets für die Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung. Ferner muss der VNB sowohl eine Preisstufe oberhalb als auch unterhalb des ST anbieten. Die Preisstufe mit dem HT muss mindestens zwei Stunden pro Tag abgerechnet werden und darf die ST-Preisstufe

²⁸⁸ Vgl. BNetzA (2022, S. 8).

²⁸⁹ Vgl. BNetzA (2023b, S. 38–39).

²⁹⁰ Vgl. BNetzA (2023d, S. 4–5).

²⁹¹ Vgl. BNetzA (2023b, S. 43).

²⁹² Vgl. BNetzA (2023b, S. 3).

²⁹³ Die Befreiung von Umlagen für elektrisch angetriebene Wärmepumpen ist in § 22 Abs. 1 des Gesetzes zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (EnFG) geregelt. Die betroffenen Umlagen sind in § 10 EnFG definiert.

²⁹⁴ Vgl. BNetzA (2023b, S. 3 sowie 44–47).

²⁹⁵ Vgl. BNetzA (2023b, S. 3–4).

höchstens um 100 % übersteigen. Die Preisstufe mit dem NT muss zwischen 10 % und 40 % der ST-Preisstufe betragen. Der NT und HT müssen in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abgerechnet werden. Außerdem sind die zVNE so zu gestalten, dass ein hypothetischer Nachfrager mit einer SteuVE mit einem Verbrauchsprofil, welches identisch mit dem SLP ist, durch die zVNE weder besser noch schlechter gestellt wird. Die zVNE sind durch die VNB erstmalig für 2025 zu ermitteln und auf dem Preisblatt auszuweisen, sodass die zVNE dann für das gesamte Netzgebiet gültig sind.²⁹⁶

Die vorgesehene Entgeltreduktion soll über den Lieferanten abgewickelt und damit kein direktes Abrechnungsverhältnis zwischen VNB und Nachfragern geschaffen werden.²⁹⁷ Ferner legt die BNetzA zentral fest, dass Netzanschlusskostenbeiträge auch bei SteuVE nach den bisherigen Vorgaben zu erheben und Befreiungen für bestimmte Anwendungsfälle unzulässig sind.²⁹⁸ Erhebt ein VNB BKZ, können diese für Anschlüsse von SteuVE laut BNetzA-Vorschlag um bis zu 20 % reduziert werden. Als Begründung führt die BNetzA an, dass die Netzanschlusskapazität ggf. nicht dauerhaft zur Verfügung steht und somit ein Rabatt sachlich gerechtfertigt sei.²⁹⁹

DOKUMENTATIONSPFLICHTEN, MELDE- UND INFORMATIONSPFLICHTEN, VERTRAGSSTRAFEN SOWIE HAFTUNGSFRAGEN

Im BNetzA-Vorschlag sind verschiedene Dokumentations- sowie Melde- und Informationspflichten vorgesehen. Ferner sind auch Vertragsstrafen sowie Haftungsfragen geregelt.

Zu den Dokumentationspflichten gehören bspw. die Dokumentation der pro Netzgebiet angeschlossenen SteuVE oder der Netzzustandsermittlungen, die zu einer Steuerungshandlung geführt haben. Außerdem sind alle Maßnahmen zu dokumentieren, die zur Vermeidung der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs unternommen werden. Dazu zählen insbesondere Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des betroffenen Netzbereichs.³⁰⁰

Unter die Melde- und Informationspflichten fällt zunächst die im Voraus zu erfolgende Mitteilung eines Nachfragers an den VNB über jede Inbetriebnahme einer SteuVE und die Anzeige bei Außerbetriebnahme. Die Nachfrager sind weiterhin über Steuerungshandlungen des VNB durch diesen entweder direkt über die Anzeige an der SteuVE oder über das EMS zu informieren. Die Lieferanten werden vom VNB über Steuerungshandlungen im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation informiert. Netzbereiche, in denen Steuerungshandlungen durch den VNB erfolgen, sind von diesem auf einer gemeinsamen Internetplattform in einem einheitlichen Format auszuweisen.³⁰¹

Für die Nachfrager, die eine SteuVE betreiben, sind im BNetzA-Vorschlag Vertragsstrafen vorgesehen, wenn schuldhaft keine unverzügliche Anzeige über die Außerbetriebnahme einer SteuVE erfolgt oder

²⁹⁶ Vgl. BNetzA (2023b, S. 3-4 sowie 47-53).

²⁹⁷ Vgl. BNetzA (2023b, S. 54–55).

²⁹⁸ Vgl. BNetzA (2023b, S. 55–56).

²⁹⁹ Vgl. BNetzA (2023b, S. 57).

³⁰⁰ Vgl. BNetzA (2023a, S. 48–51).

³⁰¹ Vgl. BNetzA (2023e, S. 5–6).

die vom VNB angeforderte Reduktion des netzwirksamen Leistungsbezugs unterbleibt. Gleichzeitig ist im BNetzA-Vorschlag vorgesehen, dass die VNB grundsätzlich von Haftungsansprüchen der Nachfrager freigestellt werden, wenn er Steuerungshandlungen unter Einhaltung der Vorgaben des BNetzA-Vorschlags anweist. Auf die Details der Dokumentations-, Melde- und Informationspflichten, Vertragsstrafen sowie Haftungsfragen soll in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen werden.³⁰²

PFLICHT ZUR STANDARDISIERUNG DER TECHNISCHEN AUSGESTALTUNG UND SCHNITTSTELLEN

Die BNetzA verpflichtet die VNB bis zum 1. Oktober 2024 bzw. teilweise bis zum 1. Januar 2025 Entwürfe für Standards zu entwickeln, die laut BNetzA für eine bundesweit standardisierte Einrichtung und Abwicklung der netzorientierten Steuerung notwendig sind. Seitens der BNetzA werden u. a. die folgenden Punkte genannt:³⁰³

- Anforderungen an die technische Ausgestaltung der physischen und logistischen Schnittstellen der Steuerbox zum Anschluss und der Übermittlung eines Steuerbefehls an eine SteuVE bzw. ein EMS
- Mindestanforderungen an die technische Umsetzung und die Dokumentation eines Steuerbefehls bei einer Direktsteuerung oder einer Steuerung mittels EMS
- Einheitliches Vorgehen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung unter Berücksichtigung des Standes der Technik
- Definition der technischen Parameter zur Annahme einer Gefährdung oder Störung im Netzbetrieb

Auf weitere genannte Vorgaben wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen.³⁰⁴

ÜBERGANGSVORSCHRIFTEN

Im BNetzA-Vorschlag sind verschiedene Übergangsvorschriften verankert, die folgend kurz thematisiert werden sollen.

Die Übergangsvorschriften betreffen zunächst die VNB und es soll so sichergestellt werden, dass ausreichend Zeit für die Schaffung der technischen Voraussetzungen (z. B. bei der Netzzustandsermittlung oder den Steuerungsanweisungen) für die bisher beschriebene und zukünftig angestrebte netzorientierte Steuerung von SteuVE besteht. Kommt der VNB zu dem Ergebnis, dass noch bevor die Voraussetzungen für eine netzorientierte Steuerung etabliert sind, eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzes vorliegt, kann er übergangsweise – allerdings längstens bis zum 31. Dezember 2028 – auf eine sogenannte „präventive Steuerung“ zurückgreifen. Die präventive Steuerung darf täglich maximal zwei Stunden erfolgen und es ist weiterhin zu beachten, dass der netzwirksame Leistungsbezug der SteuVE auch in diesem Fall nur bis auf die

³⁰² Vgl. BNETZA (2023e, S. 5–7) für eine kurze Darstellung und BNETZA (2023a, S. 51–62) für eine Erläuterung der Regelungen.

³⁰³ Vgl. BNETZA (2023a, S. 2–3).

³⁰⁴ Vgl. BNETZA (2023a, S. 2–3) für einen vollständigen Überblick über die von der BNetzA genannten Vorgaben sowie BNETZA (2023a, S. 83–87) für eine weiterführende Erläuterung.

Mindestbezugsleistung reduziert werden darf. Außerdem darf die präventive Steuerung maximal 24 Monate ab dem erstmaligen präventiven Eingriff in einem Netzbereich angewendet werden. Durch diese Regelung möchte die BNetzA sicherstellen, dass in einzelnen Netzbereichen schrittweise die Voraussetzungen für die netzorientierte Steuerung geschaffen werden und die VNB nicht erst kurz vor Ende der Übergangsvorschriften mit der Schaffung der notwendigen Voraussetzungen im Netzgebiet beginnen.³⁰⁵

Außerdem sind Übergangsvorschriften vorgesehen, die gewisse Bestandsrechte für die Nachfrager garantieren. Dazu gehört, dass für SteuVE, die vor dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommen worden sind, die bisherigen Regeln unverändert fortgelten. Diese Übergangsregelung gilt für alle im BNetzA-Vorschlag genannten Arten von SteuVE maximal bis zum 31. Dezember 2028. Einzig für Nachtspeicherheizungen sind aus sozialen Gründen Bestandsrechte vorgesehen, die bis zur Außerbetriebnahme des Geräts gelten. Grundsätzlich kann jeder Nachfrager mit SteuVE jedoch auf eigenen Wunsch auf den Bestandsschutz verzichten und in die neue Regelung wechseln. Ein erneuter Wechsel zurück in die alte Regelung ist dann allerdings nicht mehr möglich.³⁰⁶

AUSBLICK: AUSWIRKUNGEN AUF FRAGEN DER KAPAZITÄTSAUSLEGUNG UND NETZAUSBAU

Folgend sollen noch kurz die Regelungen im BNetzA-Vorschlag zum Netzausbau dargestellt werden, obwohl diese Handlungsoption für VNB erst im Kapitel 3 dieser Arbeit behandelt wird und damit bei den bisherigen Ausführungen in dieser Arbeit ausgeklammert wurde.

Die BNetzA verweist darauf, dass die Pflicht der VNB zum bedarfsgerechten Netzausbau (nach § 11 Abs. 1 EnWG) weiterhin dauerhaft und uneingeschränkt fortbesteht. Laut BNetzA hat der Netzausbau insbesondere auch hinsichtlich in der Zukunft voraussichtlich notwendiger Steuerungsmaßnahmen vorausschauend zu erfolgen und soll dabei das jeweils geltende Regionalszenario nach § 14d EnWG berücksichtigen. Stellt der VNB fest, dass in einem Netzgebiet eine Steuerungshandlung (netzorientiert oder präventiv) notwendig wird und ist mit weiteren Maßnahmen zu rechnen, hat er dies in seiner Netzausbauplanung zu berücksichtigen und unverzüglich Maßnahmen zur Abhilfe zu ergreifen.³⁰⁷

2.3.3.1.2 Einordnung und Kritik

In diesem Abschnitt erfolgen eine Einordnung und Kritik des BNetzA-Vorschlags. Als Grundlage dient dabei erneut die in diesem Kapitel erarbeitete Systematisierung zur Gestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen und es findet (überwiegend) ein Vergleich mit dem insbesondere in Abschnitt 2.2 entwickelten Vorschlag zur Kapazitätsallokation (Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus) statt. Ferner erfolgt teilweise auch ein Vergleich mit dem Referentenentwurf des BMWi bzw. dem BET-Vorschlag sowie dem Consentec-Vorschlag und Kombinationsvorschlag.

³⁰⁵ Vgl. BNetzA (2023a, S. 66–69).

³⁰⁶ Vgl. BNetzA (2023a, S. 62–66).

³⁰⁷ Vgl. BNetzA (2023e, S. 5) sowie BNetzA (2023a, S. 47–51).

Folgend wird in Abschnitt 2.3.3.1.2.1 zunächst das Zielmodell des BNetzA-Vorschlags (netzorientierte Steuerung) diskutiert und dabei die Option des Vorschaltens von zVNE (Modul 3) ausgeklammert. Anschließend werden in Abschnitt 2.3.3.1.2.2 zVNE als ergänzende Option im Modul 3 mit in die Betrachtungen einbezogen. Die von der BNetzA vorgesehenen Übergangsvorschriften werden in Abschnitt 2.3.3.1.2.3 thematisiert. Abschließend wird in Abschnitt 2.3.3.1.2.4 ein Fazit gezogen.

2.3.3.1.2.1 „Zielmodell netzorientierte Steuerung“ ohne Betrachtung der Option von zeitvariablen Netzentgelten im Modul 3

Der BNetzA-Vorschlag ist bei einem Vergleich mit den bisher ausführlicher in dieser Arbeit diskutierten Vorschlägen, und zwar dem Referentenentwurf des BMWi (basierend auf dem BET-Vorschlag der Spitzenglättung in Abschnitt 2.3.2.1 sowie dem Consentec- bzw. Kombinationsvorschlag in Abschnitt 2.3.2.2 aus der Perspektive des Zielsystems dieser Arbeit und damit der (Strom-)Nachfrager am positivsten zu beurteilen. Allerdings existieren auch beim BNetzA-Vorschlag Defizite. Diese Einschätzungen werden im Folgenden genauer erläutert.

(i) DIFFERENZIERTE KAPAZITÄTSZUORDNUNG NACH ART DER STEUVE, BASIS-KAPAZITÄT FÜR STEUVE UND ABSTELLEN AUF DEN NETZWIRKSAMEN LEISTUNGSBEZUG

Zunächst (und sich nicht nur auf diesen Abschnitt (i) beziehend) ist anzumerken, dass im BNetzA-Vorschlag bzw. dem Status quo Grundgedanken der Transaktionskostentheorie (teilweise) auf eine sinnvolle Weise (implizit) angewendet werden, um unter Berücksichtigung der Spezifität von SteuVE Priorisierungsentscheidungen hinsichtlich der Zuordnung von Verteilnetzkapazität in Knappheitsfällen und Abwägungsentscheidungen hinsichtlich des Rückgriffs auf Preise als Instrument zur (Beeinflussung der) Allokation zu fällen. In diesem Zusammenhang ist positiv zu beurteilen, dass den traditionellen Lasten in Knappheitsfällen im Verteilnetz weiterhin im gewohnten (und damit ausreichenden) Maße Kapazität zugestanden wird und damit einhergehend für diese keine preislichen Differenzierungen (in Abhängigkeit der Knappheitssituation) erfolgen sollen. Dies ist sinnvoll, da die Nachfrager aus der permanenten Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität für die traditionellen Lasten einen hohen Nutzen ziehen und im Kontext der geringen Preiselastizität der Nachfrage ohnehin nur in einem extrem geringen Umfang auf eine Nachfragebeeinflussung durch Preisvariationen reagieren würden. Beim Consentec-Vorschlag sind hingegen auch die traditionellen Lasten dynamischen (gemäß Knappheitssituation differenzierten) Listenpreisen ausgesetzt, was nicht zu positiven Allokationswirkungen führt, aber u. a. mit unnötigen Transaktionskosten und unnötigen Kosten im Bereich des Messwesens einhergehen kann.

Ebenfalls grundsätzlich positiv zu beurteilen ist, dass im BNetzA-Vorschlag bzw. im Status quo für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge eine Basis-Kapazität (Mindestbezugsleistung) von mindestens 4,2 kW je SteuVE (auch in Knappheitssituationen und unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors im Fall von mehreren SteuVE bei einem Nachfrager, die mittels EMS gesteuert

werden) zugestanden wird.³⁰⁸ Dies schafft (Investitions-)Sicherheit für die Nachfrager, die spezifisch in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge investieren und wird damit zu einer effektiven und effizienten Transformation des Strom- und Energiesystems beitragen. In diesem Kontext ist der eher kleinere Kritikpunkt zu äußern, dass trotz der höheren Spezifität von Investitionen in Wärmepumpen diese in (extremen) Knappheitsfällen bei der Zuordnung von (Basis-)Verteilnetzkapazität gegenüber Elektrofahrzeugen nicht bevorzugt werden.

Ein dagegen zentraler Kritikpunkt ist die vorgesehene Zuordnung von Verteilnetzkapazität an lokale Batteriespeicher, die zur Speicherung von Strom dienen, welcher aus dem öffentlichen Verteilnetz bezogen wird.³⁰⁹ Eine dezentrale Verortung von lokalen Batteriespeichern mit diesem Einsatzzweck in den Haushalten ist aus Sicht des (Gesamt-)Stromsystems nicht erforderlich und es besteht aus Sicht der Nachfrager – ganz im Gegensatz zu Investitionen in Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge – keine technisch-systemisch bedingte Spezifität. In diesem Zusammenhang sollte mit Bezug zu derartigen Batterien im Knappheitsfall keine (bzw. „zuletzt“) Verteilnetzkapazität zugeordnet werden, sodass die (zur Speicherung von Strom aus dem zentralen Stromsystem vorgesehenen) Batterien Verteilnetzkapazität nachgelagert zu Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen erhalten. Außerdem sollte für diese lokalen Batteriespeicher auch keine Basis-Kapazität bzw. Mindestbezugsleistung vorgesehen werden. Ein positiver Nebeneffekt wäre, dass Nachfrager die im BNetzA-Vorschlag vorgesehenen Regelungen nicht umgehen können, indem sie in mehrere kleine Batteriespeicher (statt in einen einzigen entsprechend großen Batteriespeicher) investieren.

Die vorstehend genannten Argumente aufgreifend, ist es als negativ zu beurteilen, dass die Steuerungshandlungen des VNB nicht zwischen dem netzwirksamen Leistungsbezug der verschiedenen Arten von SteuVE differenzieren, sondern entweder jede SteuVE gleichbehandelt wird (Direktsteuerung) oder auf den gesamten netzwirksamen Leistungsbezug der SteuVE eines Nachfragers abstellen, die mittels EMS gesteuert werden. Bei der Wahlmöglichkeit der Steuerung mittels EMS können Nachfrager die Leistungen ihrer verschiedenen Verbrauchseinrichtungen (wie einerseits Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge sowie andererseits Batteriespeicher) miteinander (intern) „verrechnen“ und somit eine Nachfrager-interne Reallokation von Verteilnetzkapazität vornehmen, was einer Differenzierung nach der Art der SteuVE bei der Kapazitätszuordnung entgegensteht. Anzumerken ist, dass die Nachteile bei einer entsprechenden Verrechnung zwischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen relativ gering und wohl eher vernachlässigbar sein dürften. Große Nachteile sind vor allem dann zu erwarten, wenn auch für lokale Batteriespeicher eine Verrechnungsmöglichkeit besteht. Eine ebenfalls vorgesehene Verrechnung zwischen eigener Stromerzeugung und -nachfrage eines Nachfragers ist im Hinblick auf die Ausgestaltung der

³⁰⁸ In diesem Abschnitt wird auf Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen (zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser) sowie lokale Batteriespeicher fokussiert. Weitere Lasten, die auch dem Bereich der SteuVE zugeordnet werden könnten, werden nicht weiter thematisiert.

³⁰⁹ Batterie-Speicher, mit denen mehrere Einsatzzwecke verfolgt werden (z. B. sogenannte Vehicle-2-Grid-Konzepte), sind – wie bereits in Abschnitt 2.1.3.2.3 erwähnt – bei den Betrachtungen in dieser Arbeit ausgeklammert.

Kapazitätsallokation grundsätzlich als unproblematisch einzustufen, beeinflusst jedoch nicht die (dargestellte) Kritik an der fehlenden differenzierten Kapazitätszuordnung nach der Art der SteuVE.³¹⁰

Abschließend ist am BNetzA-Vorschlag bzw. dem Status quo der Kritikpunkt zu äußern, dass die Verteilnetzkapazität für SteuVE auch im äußersten Fall lediglich auf die Basis-Kapazität bzw. Mindestbezugsleistung reduziert werden kann. Zwar sollte aus den oben genannten Gründen diese Basis-Kapazität bzw. Mindestbezugsleistung für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen quasi stets verfügbar sein, allerdings kann ein VNB zukünftig u. U. in seltenen Ausnahmefällen – im Kontext eines schnellen und in Teilen nur schwerlich präzise antizipierbaren Markthochlaufs bei Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen – diese Verteilnetzkapazität nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung stellen. Für diese denkbaren besonderen und letztlich extremen (Ausnahme-)Fälle sollte der VNB das Recht erhalten, die Basis-Kapazität ebenfalls einschränken zu können.

(ii) (MÖGLICHST) VOLLSTÄNDIGE AUSNUTZUNG DER VORHANDENEN VERTEILNETZKAPAZITÄT

Bezüglich des BNetzA-Vorschlags bzw. des Status quo ist positiv anzumerken, dass dieser einen Mechanismus zur Kapazitätsallokation vorsieht, mit dem für den Knappheitsfall eine Begrenzung der Nachfrage auf die zu dem Zeitpunkt verfügbare Verteilnetzkapazität recht effektiv möglich ist und somit im Regelfall keine zusätzlichen Notfallmaßnahmen notwendig sind. Auch sind keine größeren Sicherheitspuffer o. Ä. vorzusehen. Der BNetzA-Vorschlag unterscheidet sich damit vom Consentec-Vorschlag, bei dem für die VNB stets die Unsicherheit bestehen würde, wie die Nachfrager auf die Höhe der zVNE reagieren. Folglich müsste der VNB relativ umfangreiche Sicherheitspuffer vorsehen, wodurch ggf. ein nicht unerheblicher Teil der verfügbaren Verteilnetzkapazität im Normalfall nicht genutzt werden könnte.

(iii) SINNVOLLES MANAGEMENT VON KNAPPHEITEN ÜBER VERTEILNETZKAPAZITÄT UND ZENTRALES STROMSYSTEM HINWEG

Bei den bisherigen Ausführungen unter Punkten i) und ii) wurde ausgeklammert, dass eine Rationalität dafür besteht, dass der Strombezug der SteuVE aus dem Verteilnetz unter Berücksichtigung des zentralen Strompreises erfolgt. SteuVE sollten und werden vielfach bevorzugt dann Strom nachfragen, wenn dieser im zentralen Stromsystem ausreichend zur Verfügung steht und günstig (oder sogar kostenlos oder im Extremfall sogar zu einem negativen Preis zu beziehen) ist, was einen Beitrag zum Ausgleich der dargebotsabhängigen Stromerzeugung im zukünftigen Energiesystem leisten kann. Dies gilt aufgrund der Relevanz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen für die Erreichung der Sektorkopplungsziele zunächst für diese SteuVE. Sofern ausreichend Verteilnetzkapazität zur Verfügung steht, sollten aber auch lokale Batteriespeicher möglichst zu Zeiten mit geringen („zentralen“) Strompreisen Strom beziehen können. Eine Voraussetzung dafür ist die entsprechende Ausstattung mit

³¹⁰ Auf eine grundsätzliche Diskussion der Vor- und Nachteile von sogenanntem Eigenverbrauch aus eigenen Stromerzeugungsanlagen (wie vor allem PV-Anlagen) bei (Haushalts-)Nachfragern wird in dieser Arbeit verzichtet.

Stromzählern, die den Strombezug in einer entsprechenden (zeitlichen) Auflösung messen und dokumentieren können.³¹¹

Mit dem BNetzA-Vorschlag bzw. im Status quo ist ein sinnvolles Management von Knappheiten im Verteilnetz und im zentralen Stromsystem auf eine bessere Art und Weise möglich als bei den Vorschlägen von BET und Consentec bzw. dem Kombinationsvorschlag. Bei dem Consentec-Vorschlag bzw. Kombinationsvorschlag ist unklar, wie auf eine sinnvolle Art und Weise (lokale) zeitvariable Listenpreise festgelegt werden sollen, wenn die Stromnachfrage gleichzeitig von dem im Zeitverlauf unterschiedlich hohen zentralen Strompreisen abhängig ist. Im BET-Vorschlag wählen die Nachfrager über ein „Bepreisungsregime“ ihre maximale Leistung, die sie aus dem Stromnetz beziehen möchten. Damit einhergehend besteht der (u. U. sehr große) Nachteil, dass sie zu Zeiten geringer (und ggf. sogar negativer) Strompreise nicht so viel Strom beziehen werden, wie dies für sie möglich und sinnvoll wäre, wenn für sie keine Restriktionen hinsichtlich der Verteilnetzkapazität bestehen würden.

Allerdings ist auch der BNetzA-Vorschlag bzw. der Status quo zum Teil kritisch zu sehen und es besteht ein Verbesserungsbedarf. Die bereits unter Punkt i) kritisierte fehlende Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Arten der SteuVE ist bei der Berücksichtigung zentraler Strompreise als besonders problematisch anzusehen, da die SteuVE verstärkt in Zeiten mit geringen zentralen Strompreisen nachfragen werden. Wenn lokale Batteriespeicher, die gemäß Einsatz-Strategie (1) oder (4) betrieben werden, im Knappheitsfall Verteilnetzkapazität nutzen, kann dies das Problem noch einmal verstärken, dass eine umfangreichere Reduktion der für Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehenden Verteilnetzkapazität notwendig werden kann. Dieses Problem kann jedoch unkompliziert durch die Berücksichtigung der bereits unter Punkt i) in diesem Abschnitt geäußerten Kritikpunkte und Verbesserungsvorschläge beseitigt werden.

(iv) PREISLICHE MECHANISMEN: (LISTEN-)PREISE UND DER ERWERB VON RELATIVEN PRIORITÄTSRECHTEN

Wie bereits in dieser Arbeit erläutert, kann es gute Gründe dafür geben, die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager in einem Mechanismus zur Kapazitätsallokation zu berücksichtigen. Sofern dies bei der Allokation der Verteilnetzkapazität erfolgen soll, kann dies problemlos und auf eine sinnvolle Weise in den BNetzA-Vorschlag bzw. den Status quo integriert werden, wofür z. B. spezielle (und entsprechend bepreiste) Produkte, die mit Bezug zum Prioritätsrechte-basierendem Kapazitätsallokationsmechanismus bzw. zur Zeitblock-Allokation in Abschnitt 2.2.1.1 bzw. in Abschnitt 2.2.2.3.2.3 vorgestellt wurden, zu definieren sind. Wenn Nachfrager eine bevorzugte Bereitstellung von Verteilnetzkapazität für bestimmte Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen wünschen, könnten diese ein spezielles (und entsprechend bepreistes) Produkt erwerben, was „beinhaltet“, dass die entsprechenden SteuVE bei Steuervorgängen des VNB – jenseits der Basis-Kapazität – eine gewisse Verteilnetzkapazität mit höherer relativer Wertigkeit erhalten und somit relativ zu anderen SteuVE erst später in ihrer Wirkleistung reduziert werden als dies ansonsten der Fall wäre.

³¹¹ Vgl. dazu Abschnitt 2.1 und insbesondere die in Abschnitt 2.1.5 für die Analysen in dieser Arbeit getroffenen Annahmen.

Auf diese Weise Preise in den Mechanismus zur Allokation von Verteilnetzkapazität zu integrieren, ist – wie bereits in Abschnitt 2.3.2.2.2 erläutert – deutlich sinnvoller als gemäß dem Consentec-Vorschlag auf zVNE für die (Verteil-)Netznutzung zurückzugreifen. Gleiches gilt auch für das Vorschalten von zVNE im Kombinationsvorschlag.

(v) VERPFLICHTENDE ANWENDUNG IN ALLEN NETZGEBIETEN / NIEDERSPANNUNGSSTRÄNGEN UND VERPFLICHTENDE TEILNAHME FÜR ALLE STEUVE

Die im BNetzA-Vorschlag umgesetzte sofortige Anwendung auf alle Netzgebiete bzw. Niederspannungsstränge ist positiv zu beurteilen, da auf diese Weise Optionen für eine schnelle Reaktion des zuständigen VNB im Kontext von Unsicherheiten bei einem zukünftig ggf. sehr schnellen Markthochlauf von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen geschaffen werden sowie mit sofortiger Wirkung Klarheit für die Nachfrager geschaffen wird, die z. B. eine Investition in ein Elektrofahrzeug oder eine Wärmepumpe planen.

Die vorgesehene verpflichtende Teilnahme aller SteuVE wird ebenfalls als sinnvoll eingestuft. Anderenfalls müssten die Nachfrager mit SteuVE über eine entsprechende wirtschaftliche Attraktivität von der Teilnahme am Mechanismus „überzeugt“ werden, wodurch eine erhöhte Gefahr besteht, dass es zu unerwünschten Verteilungseffekten zwischen Nachfragern bzw. Nachfragergruppen kommt (z. B. zulasten der bisherigen traditionellen Lasten).

(vi) UMGANG MIT ÖFFENTLICHER LADEINFRASTRUKTUR FÜR ELEKTROFAHRZEUGE

Im BNetzA-Vorschlag bzw. Status quo wird die öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge nicht vom Steuerungsmechanismus erfasst. Ein so pauschaler Ausschluss erscheint nicht sinnvoll. Es bietet sich an, in einer differenzierten Weise die unterschiedlichen Arten von Ladeinfrastruktur zu betrachten und zu berücksichtigen. Wie bereits im Abschnitt 2.1.3.2.3 in dieser Arbeit erläutert, kann der Bereich der öffentlichen Ladeinfrastruktur in unterschiedliche Arten von Ladeinfrastruktur eingeteilt werden, die jeweils verschiedene Ladebedürfnisse bei den Nachfragern adressieren und die sich daher in ihrer grundlegenden Ausgestaltung unterscheiden (sollten).³¹²

Die Aufnahme von ö-B-LI in die geplante Regelung für SteuVE bietet sich an, da die Elektrofahrzeuge der Nachfrager regelmäßig (z. B. über eine Nacht oder tagsüber während der Arbeitszeit) längere Standzeiten aufweisen werden und somit durch eine mögliche Steuerung bzw. Reduktion der Wirkleistung im Falle von Verteilnetzengpässen zu bestimmten Zeiten die gewünschte Strommenge bis zum Ende der geplanten Standzeit in den meisten Fällen trotzdem geladen werden kann, sodass i. d. R. keine Nutzenverluste bzw. spürbare Komforteinbußen für die Nachfrager zu erwarten sind.³¹³

³¹² Vgl. hierzu auch die Ausführungen zur Anwendung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus sowie einer Zeitblock-Allokation bei verschiedenen Arten von öffentlicher Ladeinfrastruktur in Abschnitt 2.2.2.4.4.

³¹³ Bei dieser Aussage ist allerdings bisher ausgeklammert, dass die zentralen Strompreise in einzelnen Zeiteinheiten während der Standzeit eine unterschiedliche Höhe aufweisen können und es somit durch Steuerungen des VNB, die vermutlich häufig die Zeiteinheiten mit den geringsten zentralen Strompreisen betreffen, bei gleichbleibender Stromnachfrage zu einer Verschiebung der Nachfrage in Zeiten mit höheren zentralen Strompreisen kommen kann und somit der Durchschnittspreis des Stroms während des Ladevorgangs potentiell

Öffentliche B-LI kann damit – bei Abstraktion von der Allokation des Parkraums – grundsätzlich wie B-LI im privaten Bereich („Wallboxen“) behandelt werden. Zu berücksichtigen ist ferner, dass eine Nicht-Aufnahme von öffentlicher B-LI in die geplante Regelung für SteuVE mit entsprechenden (weitergehenden) Einschränkungen bei der Kapazitätsbereitstellung für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, die im privaten Bereich geladen werden, einhergehen würde. In diesem Kontext erscheint auch eine Aufnahme von N-LI in die geplante Regelung für SteuVE grundsätzlich geboten.

Ein Einbezug von T-LI, die regelmäßig auch nicht in der Ebene der Niederspannung an das Stromverteilnetz angeschlossen sein wird, in die geplante Regelung für SteuVE erscheint grundsätzlich nicht sinnvoll, da die Nachfrager bei der Nutzung von T-LI ihre Fahrt unterbrechen und somit bei einer Steuerung bzw. Reduktion der Wirkleistung in jedem Fall gleichzeitig Nutzenverluste in Form von zusätzlicher Standzeit bei den Nachfragern anfallen werden.

(vii) ZUKÜNFTIGE EINFÜHRUNG EINER ZEITBLOCK-ALLOKATION

Elektrofahrzeuge sind bei Ladevorgängen an der B-LI (z. B. über Nacht oder während der Arbeitszeit) häufig deutlich länger mit dieser verbunden, als dies bei einer uneingeschränkten Kapazitätsverfügbarkeit im Verteilnetz erforderlich wäre, um die Fahrzeugbatterie aufzuladen. Aus Sicht von Nachfragern ist dabei vor allem relevant, dass am Ende der Standzeit der gewünschte Ladezustand erreicht wird. Ferner ist von Interesse, dass für das Laden der Fahrzeugbatterie unter Berücksichtigung unterschiedlicher zentraler Strompreise zu verschiedenen Zeiteinheiten ein möglichst geringer Preis zu bezahlen ist. Es wäre nun denkbar, dass die Ladevorgänge aller Elektrofahrzeuge in einem bestimmten Gebiet in einem gewissen Zeitraum koordiniert werden und dabei so erfolgen, dass das Laden der Fahrzeugbatterien unter Berücksichtigung der jeweils maximal verfügbaren Verteilnetzkapazität möglichst in den Zeiteinheiten mit den geringsten (zentralen) Strompreisen erfolgt. Ein derartiges Vorgehen, dass sich in besonderer Weise (aber nicht unbedingt ausschließlich) für das Laden von Elektrofahrzeugen eignet, entspricht der in dieser Arbeit entwickelten Zeitblock-Allokation.³¹⁴ Dabei bieten sich VNB als die Akteure an, die für die Umsetzung eines derartigen integrierten Vorgehens beim Laden von Elektrofahrzeugen bzw. der Steuerung von SteuVE verantwortlich sind. Für die Umsetzung dieser Zeitblock-Allokation sind noch verschiedene Ausgestaltungsfragen vertieft zu untersuchen und zu klären, was jedoch grundsätzlich eine zu bewältigende Herausforderung darstellen dürfte. So ist u. a. zu klären, wie in einer geeigneten Weise die Präferenzen der Nachfrager hinsichtlich des Ladens der Fahrzeugbatterien „abzufragen“ sind, wofür auch preisliche Mechanismen eine Bedeutung aufweisen dürften.³¹⁵

(viii) BEPREISUNG DER STEUERUNG (VORGESEHENE ENTGELTREDUKTION OHNE ZVNE IM MODUL 3)

Die im BNetzA-Vorschlag bzw. Status quo verankerte pauschale Entgeltreduktion für SteuVE (Modul 1) kann dazu beitragen, die Anzahl der notwendigen Zählpunkte und damit Kosten im Bereich des

ansteigt. Diese Thematik wird später in diesem Abschnitt im Rahmen des Punktes (vii) („Zeitblock-Gedanken mit integriertem Allokationsansatz“) erneut aufgegriffen.

³¹⁴ Vgl. hierzu Abschnitt 2.2.2.3.

³¹⁵ Vgl. hierzu die Analysen im Abschnitt 2.2.2.4.1.

Messwesens einzusparen.³¹⁶ Die Gewährung eines derartigen (pauschalen) Rabatts ist jedoch nicht zwingend notwendig, um sinnvolle Anreize für die Nachfrager im Rahmen des Mechanismus zur Kapazitätsallokation zu etablieren. Mit einer (pauschalen) Reduktion gehen allerdings auch keine Fehlanreize einher. Unabhängig davon sind Verteilungsfragen zu berücksichtigen. Der Sichtweise der BNetzA, dass eine „verursachergerechte Kostenanlastung“ kein sinnvolles Konzept für die Berechnung der Entgeltreduktion darstellt, ist als sinnvoll einzustufen.

Alternativ können sich die Nachfrager für eine Reduktion des Arbeitspreises entscheiden (Modul 2). Das Modul 2 wird (vermutlich) vor allem von Nachfragern gewählt werden, die größere Strommengen nachfragen oder gleichzeitig eine Befreiung von bestimmten Umlagen bei Wärmepumpen nach § 22 Abs. 1 EnFG i. V. m. § 10 EnFG nutzen möchten, sodass die Gewährung der Auswahloption zwischen den Modulen 1 und 2 zunächst mit Verteilungseffekten zwischen Nachfragern einhergeht. Außerdem entstehen durch das Modul 2 zusätzliche Kosten im Messwesen in Form von zusätzlich notwendigen Zählern. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass eine Reduktion des Arbeitspreises (im Gegensatz zu einer pauschalen Entgeltreduktion) zu einer erhöhten Stromnachfrage führen kann, was mit Blick auf das Ziel der Energieeffizienz kritisch zu beurteilen wäre.

(ix) DURCHSETZUNG DER STEUERUNG

Für eine sichere Umsetzung der Steuerungsbefehle des VNB ist es wichtig, dass die Steuerungssignale auch direkt bis zur SteuVE übermittelt werden können. Es erscheint fraglich, ob der VNB die Verantwortung nur bis zum Hausanschluss bzw. dem iMS inkl. Steuerungsbox tragen und bei der Hausinstallation auf eine entsprechende Zusage des zuständigen Elektrikers bzw. des Haushalts vertrauen sollte, dass die Steuerungssignale in diesem Bereich korrekt weitergegeben werden und die Steuerungsbefehle des VNB dann auch tatsächlich ausgeführt werden. Die Regelungen an dieser Stelle sollten noch einmal überdacht und z. B. in Betracht gezogen werden, dass die VNB regelmäßige stichprobenartige Überprüfungen durchführen dürfen, die beispielsweise (zumindest) im Rahmen des turnusmäßigen Zählertausches erfolgen könnten. In diesem Kontext sind die vorgesehenen Vertragsstrafen, wenn vom Nachfrager schuldhaft die dauerhafte Außerbetriebnahme einer SteuVE nicht angezeigt und vor allem ein Steuerungsbefehl des VNB nicht umgesetzt wird, grundsätzlich positiv zu beurteilen. Ebenfalls positiv zu beurteilen ist, dass die BNetzA die VNB unter Einbezug von Verbänden verpflichtet hat, weitere Standardisierungen zu erarbeiten.

(x) OPTION AUF ÜBERFÜHRUNG IN EIN LEISTUNGS- UND ARBEITSPREIS-SYSTEM

Im Eckpunktepapier der BNetzA war vorgesehen, dass der vorstehend diskutierte (BNetzA-)Vorschlag ab der 5. Regulierungsperiode in ein „Leistungs- und Arbeitspreis-System“ überführt werden kann, welches wohl Ähnlichkeiten zum Referentenentwurf bzw. dem BET-Vorschlag aufweisen dürfte bzw. könnte. Diese Option ist im Kontext der im Abschnitt 2.3.2.1.2 aufgezeigten Schwächen des

³¹⁶ Hierbei sind die Interdependenzen mit der notwendigen Mess- und Zählertechnik zu beachten, um die (zentralen) Strombörsenpreise an die SteuVE in den Haushalten „durchstellen“ zu können.

Referentenentwurfs bzw. BET-Vorschlags kritisch zu beurteilen und eine Überführung in ein Leistungs- und Arbeitspreis-System ist daher als eindeutig nachteilig einzuordnen.

2.3.3.1.2.2 Zeitvariable Netzentgelte im Modul 3 als ergänzende Option

Durch die Änderungen nach der ersten Konsultation ist im Juni 2023 in den (BNetzA-)Vorschlag ein sogenanntes „Ergänzendes Anreizmodul“ (Modul 3) aufgenommen worden, welches den (einzelnen) Nachfragern, die das Modul 1 gewählt haben, die (weitere) Option gewährt, sich für vorgeschaltete zVNE zu entscheiden; unabhängig davon werden die Steuerungsrechte des VNB nicht eingeschränkt.

Im Abschnitt 2.3.2.2 dieser Arbeit wurden mit dem Consentec-Vorschlag bzw. dem Kombinationsvorschlag Mechanismen zur Kapazitätsallokation, die allein auf zVNE bzw. auf dem Vorschalten von zVNE beruhen, thematisiert und kritisch eingeordnet. Zwar wurde im Abschnitt 2.3.2.2.2 mit dem Kombinationsvorschlag das Vorschalten von zVNE vor den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus untersucht, wesentliche Aussagen lassen sich jedoch grundsätzlich auf das damit nun von der BNetzA etablierte Vorschalten von zVNE im Rahmen des BNetzA-Vorschlags übertragen. Vor diesem Hintergrund und basierend auf den Erkenntnissen in dieser Arbeit ist die Ergänzung des BNetzA-Vorschlags um das Modul 3 als (eher) negativ zu beurteilen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass mit zVNE auch Vorteile einhergehen können, wenn diese als Instrument zur Reduktion von ineffizienter Nachfrageverdrängung aufgrund von positiven Netzentgelten zu Zeiten ohne Knappheit im Verteilnetz genutzt werden.³¹⁷ Aufgrund der ausführlichen Diskussion der Vor- und Nachteile des Kombinationsvorschlags und damit auch einem Vorschalten von zVNE wird an dieser Stelle auf eine erneute Begründung der Argumentation verzichtet und stattdessen (erneut) auf die Einordnung und Kritik in Abschnitt 2.3.2.2.2 verwiesen.

Ergänzend wird noch angemerkt, dass (spätestens) mit fortgeschrittenem Markthochlauf von SteuVE, deren Stromnachfrage regelmäßig durch den Strompreis im zentralen Stromsystem beeinflusst wird, die Zeitfenster mit der NT-Preisstufe nicht selten in die Zeiten fallen werden, in denen hohe Strompreise für den Strombezug aus dem zentralen Stromsystem zu zahlen sind. Über das Modul 3 werden somit tendenziell (Fehl-)Anreize etabliert, die Stromnachfrage der SteuVE in Zeiten mit höheren Strompreisen zu verlagern, was aus gesamtsystemischer und -wirtschaftlicher Perspektive kritisch zu beurteilen ist.

2.3.3.1.2.3 Übergangsvorschriften

Die im BNetzA-Vorschlag vorgesehenen Übergangsregeln erscheinen grundsätzlich geeignet zu sein. Für eine Bewertung einzelner Detailregelungen (wie beispielsweise die Dauer der Übergangsregeln) ist umfangreich technisch-systemisches sowie juristisches Wissen zu berücksichtigen, weshalb in dieser Arbeit keine weiteren Aussagen erfolgen können.

2.3.3.1.2.4 Fazit

Wie bereits zu Beginn des Abschnitts erwähnt, ist der BNetzA-Vorschlag und damit der Status quo im Vergleich zu dem vorher diskutierten Referentenentwurf bzw. BET-Vorschlag sowie dem Consentec-Vorschlag bzw. Kombinationsvorschlag aus der Perspektive der (Strom-)Nachfrager am positivsten zu

³¹⁷ Vgl. hierzu den kurzen Exkurs (Punkt (iii)) in Abschnitt 2.3.2.2.2.

beurteilen. Allerdings wurden im vorherigen Abschnitt auch diverse Kritikpunkte herausgearbeitet, die den BNetzA-Vorschlag verbessern würden und daher Berücksichtigung finden sollten.

Zu den zentralen Kritikpunkten zählen insbesondere die fehlende differenzierte Kapazitätszuordnung nach Art der SteuVE und dabei vor allem die fehlende Differenzierung zwischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auf der einen und lokalen Batteriespeichern auf der anderen Seite. Damit eng verbunden ist der weitere Kritikpunkt, dass im BNetzA-Vorschlag entweder bei der Direktsteuerung jede SteuVE gleichbehandelt wird oder bei einer Steuerung mittels EMS für diese SteuVE auf den gesamten netzwirksamen Leistungsbezug abgestellt wird, wodurch eine Verrechnung von Leistungen zwischen verschiedenen Arten von SteuVE eines Haushalts und damit eine Nachfrager-interne Reallokation von Verteilnetzkapazität ermöglicht wird. Beide Fälle stehen einer Differenzierung nach der Art der SteuVE entgegen. Vielmehr sollte der BNetzA-Vorschlag dahingehend weiterentwickelt werden, dass im Knappheitsfall zunächst der netzwirksame Leistungsbezug von lokalen Batteriespeichern reduziert wird und erst wenn diese keinen netzwirksamen Leistungsbezug mehr aufweisen, anschließend Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge reduziert werden. Ferner sollte die Basis-Kapazität bzw. Mindestbezugsleistung nur für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge und damit nicht für lokale Batteriespeicher gelten. Außerdem gehen mit dem sogenannten „ergänzenden Anreizmodul“ (Modul 3), welches ein Vorschalten von zVNE vor die (netzorientierte) Steuerung des VNB ermöglicht, (eher) Nachteile im Vergleich zu einer alleinigen Anwendung eines um die vorstehend erwähnten Kritikpunkte verbesserten BNetzA-Vorschlags (und damit im Wesentlichen des in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus) einher. Auf die Einführung des ergänzenden Anreizmoduls (Modul 3) und damit die Nutzung von vorgeschalteten zVNE sollte daher verzichtet werden.

2.3.4 Fazit und Handlungsempfehlungen

Im Abschnitt 2.3 wurden neben einer kurzen Einordnung der Regeln bis zum 31. Dezember 2023 vor allem Vorschläge zur Kapazitätsallokation von weiteren Akteuren vorgestellt, eingeordnet und kritisch diskutiert. Ebenfalls wurde der Vorschlag der BNetzA thematisiert, der seit dem 1. Januar 2024 auch in Deutschland Anwendung findet und damit den Status quo darstellt. Im Vergleich zum vorher in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus sowie der Erweiterung um eine Zeitblock-Allokation weisen die diskutierten Vorschläge von BET und Consentec zum Teil erhebliche Nachteile auf. Auch beim BNetzA-Vorschlag und damit im Status quo konnten Defizite identifiziert werden. Es kann daher für die Kapazitätsallokation in der Niederspannung grundsätzlich empfohlen werden, den in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus zu nutzen und diesen zu implementieren bzw. den Status quo in diese Richtung weiterzuentwickeln. In einem weiteren bzw. späteren Schritt sollte dann die Weiterentwicklung in Richtung einer Zeitblock-Allokation zumindest für bestimmte Konstellationen und Teile der neuen Lasten angestrebt werden.

Die bisher in dieser Arbeit angestellten Überlegungen zur Gestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus für die Ebene der Niederspannung dürften gleichzeitig eine wertvolle Grundlage für die Gestaltung der Kapazitätsallokation bei anderen Netznutzern darstellen.

Exemplarisch zu nennen sind Großbatteriespeicher, Gewerbe- und Industrieunternehmen sowie Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

3 Integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation sowie (institutionelle) Ausgestaltung der Kapazitätsplanung im Rahmen der Regulierung

Während im letzten Kapitel die Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen im Fokus stand, sollen in diesem Kapitel einerseits die integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation und andererseits die Ausgestaltung der institutionellen Regelungen für die Kapazitätsausbauplanung bei Stromverteilnetzen untersucht werden. Im Fokus steht dabei weiterhin die Lastseite im Kontext der im Abschnitt 1.1 dieser Arbeit beschriebenen zu erwartenden Zunahme der neuen Lasten als mögliche Verursacher von Knappheitssituationen in den Verteilnetzen. Dabei liegt auch in diesem Kapitel der Fokus auf der Netzebene der Niederspannung und es wird höchstens (selektiv und) am Rande auf die Mittelspannungsebene der Verteilnetze eingegangen.

Im Abschnitt 3.1 werden zunächst relevante technisch-systemische Grundlagen sowie die zugrunde liegende (institutionelle) Ausgangslage erläutert und im Anschluss die integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation diskutiert. Im Abschnitt 3.2 erfolgt eine abstrakte normative Analyse der Regulierung von VNB mit dem Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Kapazitätsausbauplanung. Eine Einordnung sowie eine Kritik des Status quo und die Ableitung von Handlungsempfehlungen erfolgen in Abschnitt 3.3.

3.1 Technisch-systemische Grundlagen, (institutionelle) Ausgangslage und integrierte Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation

3.1.1 (Ergänzende) Technisch-systemische Grundlagen und (institutionelle) Ausgangslage sowie Rahmenbedingungen

Im Abschnitt 2.1.2 dieser Arbeit wurde bereits auf einzelne Aufgaben von VNB eingegangen. Im genannten Abschnitt wurden jedoch nur kurz die Aufgaben thematisiert, die für die im Kapitel 2 erfolgte Betrachtung der Ausgestaltung von Kapazitätsallokationsmechanismen notwendig sind. Im folgenden Abschnitt sollen daher weitere Aufgaben von VNB kurz dargestellt werden, die für die weiteren Analysen in diesem Kapitel von Relevanz sind.

3.1.1.1 Aufgaben von Verteilnetzbetreibern

Um ein funktionierendes Stromverteilnetz zur Verfügung stellen zu können und zu betreiben, haben VNB grundsätzlich verschiedene Aufgaben zu erfüllen. Diese lassen sich auf unterschiedliche Arten klassifizieren. In dieser Arbeit wird auf die Systematisierung von BECKERS ET AL. (2014) zurückgegriffen, welche zwar für Übertragungsnetze erarbeitet wurde, sich grundsätzlich aber auch auf den Bereich der Stromverteilnetze anwenden lässt. Nach dieser Systematisierung wird zwischen dem Anlagenmanagement, der Kapazitätsausbauplanung und der Betriebsführung unterschieden. Zum Anlagenmanagement werden dabei die Aufgaben der Durchführung von Kapazitätserweiterungsinvestitionen / des Kapazitätsausbaus und die Erhaltung des Bestandsnetzes

gezählt. Die Aufgabe der Durchführung von Kapazitätserweiterungsinvestitionen / des Kapazitätsausbaus beinhaltet dabei das technische Design und die Umsetzung von (Bau-)Maßnahmen. Zur Erhaltung des Bestandsnetzes zählen die Aufgaben der Instandhaltungsstrategiefestlegung und -planung, die Planung von Instandhaltungsmaßnahmen und Ersatzinvestitionen sowie die eigentliche Durchführung der Instandhaltung. Die Kapazitätsausbauplanung wird untergliedert in die Bedarfs- und Objektplanung. Zur Bedarfsplanung gehören dabei vor allem die Aufgabe der Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs im Verteilnetz sowie die damit eng verbundene Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung. Die Betriebsführung umfasst alle Aufgaben zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs und den Systembetrieb, der die Koordination zum Anlagenmanagement darstellt.³¹⁸

Die im vorherigen Kapitel diskutierten Kapazitätsallokationsmaßnahmen lassen sich (überwiegend) als Regeln zur Netznutzung klassifizieren und tangieren daher vorwiegend die Aufgabe der Betriebsführung. Bei der Diskussion der integrierten Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation im Abschnitt 3.1.2 werden überwiegend die Aufgaben der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung in Kombination mit der Betriebsführung betrachtet. Bei den späteren Analysen zur Ausgestaltung der Regulierung der VNB in den Abschnitten 3.2 und 3.3 wird wiederum die Aufgabe der Bedarfsplanung (inkl. Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs sowie der Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung) als Teil der Kapazitätsausbauplanung im Fokus stehen.

3.1.1.2 Ausgangslage, zu erwartende Entwicklungen und institutionelle Rahmenbedingungen

Bei den Analysen in diesem Kapitel gilt weiterhin die in den Abschnitten 1.1 und 2.1 beschriebene Ausgangslage, die die Zunahme neuer Lasten und sich daraus ergebenden Handlungsbedarf für die Stromverteilnetze unterstellt. Die bisher in dieser Arbeit unterstellten institutionellen Rahmenbedingungen gelten daher auch für die Analysen in diesem Kapitel. Zusätzlich werden allerdings ergänzende Einflussfaktoren aus verschiedenen Sektoren im kommunalen Bereich angenommen. So wird folgend unterstellt, dass zukünftig in jeder Kommune und damit auch für jedes Stromverteilnetzgebiet in Deutschland eine sogenannte kommunale Wärmeplanung (KWP) erstellt wird bzw. vorliegt und die Qualität sowie der Detailgrad dieser KWP ausreicht, um daraus abzuleiten, in welchen Gebieten zukünftig eine leitungsgebundene Wärmeversorgung (z. B. über ein Fernwärmenetz) erfolgen wird.³¹⁹ Ein VNB sollte somit zukünftig aus der KWP recht gut ableiten können, in welchen Bereichen seines Netzgebiets Wärmepumpen auf der Ebene von einzelnen Häusern, die dann in der Niederspannungsebene angeschlossen werden, eine bedeutende Rolle in der Wärmeversorgung spielen werden.³²⁰

Für die erwartete Zunahme von Elektrofahrzeugen wird angenommen, dass die Ladevorgänge an unterschiedlichen Arten der Ladeinfrastruktur erfolgen und zukünftig grundsätzlich recht gut

³¹⁸ Vgl. für eine ausführlichere Darstellung BECKERS ET AL. (2014, S. 11–13).

³¹⁹ Vgl. für eine Definition des Begriffs sowie ein Verständnis der darunterfallenden Aufgaben RIECHEL / WALTER (2022, S. 20–22).

³²⁰ In Wärmenetzen werden Großwärmepumpen eine relevante Rolle bei der Wärmeerzeugung spielen. Vgl. BILLERBECK ET AL. (2023, S. 36). Diese werden jedoch überwiegend nicht in der Ebene der Niederspannung der Stromverteilnetze angeschlossen werden und sind damit nicht Teil des Betrachtungsraums dieser Arbeit.

abschätzbar ist, in welchen Gebieten Ladevorgänge in welchem Umfang und an welcher Art der Ladeinfrastruktur erfolgen. Bei einem Betrachtungsfokus der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen aus der Niederspannungsebene der Verteilnetze ist dabei vor allem relevant, in welchem Umfang Ladevorgänge an privater oder öffentlicher B-LI (sowie N-LI mit längeren Standzeiten) stattfinden werden und in welchem Umfang öffentliche T-LI (und N-LI mit kurzer Standzeit und hoher Ladeleistung) als Substitut bereitgestellt und letztlich auch genutzt wird.³²¹ Grundsätzlich wird für die folgenden Analysen unterstellt, dass die VNB das entsprechende Wissen über die zukünftige notwendige Ladeinfrastruktur, die an der Niederspannungsebene angeschlossen wird, besitzen oder zeitnah in ausreichendem Maße aufbauen können.

Der Verteilnetzkapazitätsbedarf aufgrund einer zukünftig zu erwartenden Zunahme von lokalen Batteriespeichern, die in der Niederspannungsebene mit dem Stromverteilnetz verbunden sind, hängt u. a. von verschiedenen technisch-systemischen Faktoren bzw. Entwicklungen, der Einsatz-Strategie des Speichers³²² und letztlich vor allem auch von der zukünftigen Gestaltung des institutionellen Rahmens für lokale Batteriespeicher ab.³²³ Es kann daher angenommen werden, dass der Zubau von lokalen Batteriespeichern sowie deren räumliche Verteilung und der letztlich notwendige Verteilnetzkapazitätsbedarf in einzelnen Bereichen der Niederspannung nach aktuellem (und zukünftig erwartbaren) Wissensstand für einen längeren Zeithorizont durch den VNB vermutlich nur grob abgeschätzt und prognostiziert werden kann. Es ist allerdings fraglich, ob der Strombezug von lokalen Batteriespeichern bei der Auslegung der zukünftigen Verteilnetzkapazität überhaupt (vollständig) berücksichtigt werden sollte, da (einzelne) lokale Batteriespeicher, die nach der Einsatzstrategie (1) bzw. (4) betrieben werden, aus Sicht des (Gesamt-)Stromsystems nicht zwingend in der Niederspannungsebene angeschlossen werden müssen und aus Sicht der Nachfrager keine technisch-systemisch bedingte Spezifität aufweisen.³²⁴

3.1.2 Integrierte (technisch-systemische) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation

Wie in dieser Arbeit bereits an verschiedenen Stellen kurz erwähnt, kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit bestehende Kapazität in der Niederspannungsebene vieler Stromverteilnetze für die zukünftigen nachfrageseitigen Anforderungen nicht ausreichend dimensioniert ist und daher seitens der VNB zukünftig ein gewisser Handlungsbedarf besteht.³²⁵

Für die folgenden Analysen wird unterstellt, dass die in Abschnitt 2.2.1.2 getroffenen Annahmen zumindest in gewissem Maße gelten bzw. zutreffen und bei den VNB insbesondere ausreichendes Wissen über die aktuellen Netzzustände vorliegt und diese daher bestehende bzw. drohende Kapazitätsengpässe erkennen bzw. prognostizieren können. Zum Umgang mit Kapazitätsengpässen

³²¹ Vgl. bspw. CONSENTEC / NEON (2022), die – auch für den urbanen Raum – für eine umfassende Nutzung von T-LI und N-LI mit geringen Standzeiten und hohen Ladeleistungen plädieren.

³²² Vgl. Abschnitt 2.1.3.2.1.

³²³ Vgl. FRITZ ET AL. (2022) sowie BMWK (2024, S. 56 ff.).

³²⁴ Vgl. Abschnitt 2.2.2.1.

³²⁵ Vgl. bspw. SAMWEBER (2017), JÖRLING ET AL. (2019), GIERKINK ET AL. (2021, S. 149–157), FRAUNHOFER ISI ET AL. (2021e, S. 21–24) und SPALTHOFF ET AL. (2022).

im Verteilnetz existieren für einen VNB nun verschiedene Handlungsoptionen, von denen einige bereits kurz im Abschnitt 1.2 erwähnt wurden und die folgend in Abschnitt 3.1.2.1 diskutiert werden sollen. Zusätzlich wird sich in diesem Abschnitt mit der Frage beschäftigt, welche Einflussfaktoren die Abwägung zwischen den Handlungsoptionen und damit letztlich deren sinnvolle Anwendung beeinflussen. Darauf aufbauend erfolgt in Abschnitt 3.1.2.2 die Diskussion von aus technisch-systemischer Sicht langfristig sinnvollen Kapazitätserweiterungsstrategien bei Stromverteilnetzen.³²⁶

In dieser Arbeit wird dabei primär der Anwendungsfall der erwarteten Zunahme von Elektrofahrzeugen sowie Wärmepumpen als Teil der neuen Lasten und der sich daraus ergebende Handlungsbedarf für die Stromverteilnetze betrachtet. Bei Elektrofahrzeugen steht dabei die Ladeinfrastruktur im privaten Bereich (private B-LI) sowie die an das Niederspannungsnetz anzuschließende öffentliche Ladeinfrastruktur (öffentliche B-LI sowie ergänzend N-LI mit längeren Standzeiten und geringer Ladegeschwindigkeit) im Fokus. Wärmepumpen werden ebenfalls nur betrachtet, wenn der Anschluss in der Niederspannungsebene erfolgt, was vor allem bei Wärmepumpen für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie kleineren Mehrfamilienhäusern der Fall sein wird. Ergänzend wird auch der Anwendungsfall thematisiert, dass Betriebsmittel im Stromverteilnetz ihre (technische) Lebensdauer erreichen, da sich auch in diesem Fall stets die Frage der Kapazitätsdimensionierung der neuen Betriebsmittel stellt.

Im Übrigen werden bei der Kapazitätsdimensionierung von Stromverteilnetzen künftig weitere Anwendungsfälle von Relevanz sein, die jedoch nicht in dieser Arbeit thematisiert werden. Dazu gehören bspw. der Anschluss von größeren Wärmepumpen für Wärmenetze, der Zubau von Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff oder der Ausbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur entlang von Fernverkehrsachsen (vorwiegend T-LI). Die genannten Anwendungsfälle sind allerdings überwiegend dadurch charakterisiert, dass diese Art der neuen Lasten nicht in der Niederspannungsebene an das Stromverteilnetz angeschlossen werden und damit nicht im Betrachtungsfokus dieser Arbeit stehen. Da die Seite der Stromerzeugung in dieser Arbeit ebenfalls ausgeklammert ist, wird im Folgenden ein möglicherweise notwendiger Kapazitätsausbau infolge des Ausbaus von lokalen Stromerzeugungskapazitäten nicht weiter thematisiert.

3.1.2.1 Grundsätzliche Handlungsoptionen des VNB

Reicht die bestehende Verteilnetzkapazität nicht (mehr) aus, existieren für einen VNB verschiedene Möglichkeiten, das Kapazitätsproblem zu beheben. Die grundsätzlich verfügbaren Handlungsoptionen werden folgend kurz dargestellt:

- Eine erste Handlungsoption besteht im Ausbau bzw. der Erweiterung der bestehenden Netzkapazität. Dies kann entweder durch „konventionellen“ Netzausbau oder alternativ durch

³²⁶ Bei den folgenden Abschnitten wird auf Vorüberlegungen aus einem bereits veröffentlichten Arbeitspapier zurückgegriffen, wobei diese Vorüberlegungen zum Teil inhaltlich noch umfangreich weiterentwickelt wurden. Vgl. BIESCHKE / VORWERK / BECKERS (2018, S. 9–11).

Rückgriff auf sogenannte „intelligente“ Betriebsmittel erfolgen (wie z. B. durch einen regelbaren Ortsnetztransformator³²⁷).³²⁸

- Zweitens kann ein VNB auf Kapazitätsallokationsmaßnahmen zurückgreifen, bei denen – wie ausführlich in Kapitel 2 dieser Arbeit diskutiert – eine Kapazitätsallokation bzw. Steuerung von Lasten zur Vermeidung eines Kapazitätsengpasses erfolgt.³²⁹
- Weiterhin besteht auch die Möglichkeit des Zubaus von regelbaren dezentralen Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern an relevanten Stellen im Stromverteilnetz, die gemäß Einsatz-Strategie (2) netzdienlich und daher mit dem Ziel der Vermeidung von Kapazitätsengpässen betrieben werden.³³⁰

In dieser Arbeit wird sich im Folgenden auf die ersten beiden Handlungsoptionen fokussiert, wobei bei der ersten Handlungsoption der Einsatz „intelligenter“ Betriebsmittel ausgeklammert wird. Außerdem wird die dritte Option und damit der Einbezug der Erzeugungsseite über regelbare Erzeugungsanlagen sowie der Einsatz von Speichern als Betriebsmittel des VNB in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

3.1.2.2 Abwägung zwischen Netzausbau und Kapazitätsallokationsmechanismen und sich daraus ergebende langfristig technisch-systemisch sinnvolle Kapazitätserweiterungsstrategien

Folgend werden in Abschnitt 3.1.2.2.1 zunächst verschiedene Einflussfaktoren auf die Frage diskutiert, in welchem Maße bei Kapazitätsengpässen auf konventionellen Netzausbau (Handlungsoption 1) zurückgegriffen werden sollte und inwieweit Kapazitätsallokationsmechanismen und damit die Steuerung der Nachfrageseite (Handlungsoption 2) bei „lastgetriebenen“ Engpässen in der Niederspannungsebene Anwendung finden sollten. Dabei ist zu beachten, dass diese beiden Handlungsoptionen – zumindest bei einer längerfristigen Perspektive – keine vollständigen Substitute darstellen. Anschließend werden in Abschnitt 3.1.2.2.2 zentrale Schlussfolgerungen bezüglich der Abwägung zwischen den beiden Handlungsoptionen gezogen und daraus Grundsätze für eine langfristig technisch-systemisch sinnvolle Kapazitätserweiterungsstrategie bei Stromverteilnetzen abgeleitet.

3.1.2.2.1 Relevante Einflussgrößen auf die Abwägung zwischen den Handlungsoptionen

3.1.2.2.1.1 Kostenstrukturen der Handlungsoptionen

KOSTENSTRUKTUR VON KONVENTIONELLEM KAPAZITÄTserWEITERUNGSMaßNAHMEN BZW. NETZAUSBAU

Bei konventionellem Netzausbau im Verteilnetz fallen zunächst Kosten für die Planung der jeweiligen Kapazitätserweiterungsmaßnahme an. Bei einer Vielzahl der Maßnahmen dürften allerdings der größere Anteil der Kosten im Bereich der Durchführung der Maßnahme und deren Finanzierung verortet

³²⁷ Vgl. für eine Erklärung der Funktionsweise sowie möglicher Einsatzzwecke eines regelbaren Ortsnetztransformators HARNISCH ET AL. (2016, S. 88–96).

³²⁸ Vgl. für einen Überblick über „intelligente Betriebsmittel“ und deren Einsatz in der Niederspannungsebene bspw. BÜLO ET AL. (2014).

³²⁹ Für die Betrachtung in diesem Kapitel wird dabei eine sinnvolle Ausgestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus – wie in Kapitel 2 herausgearbeitet – unterstellt.

³³⁰ Vgl. HELD (2022) für den Einsatz von Batteriespeichern als Netzbetriebsmittel in der Niederspannung.

sein. Die in dieser Arbeit betrachtete Niederspannungsebene ist häufig als Strahlen- oder Ringnetz aufgebaut und weist daher im Vergleich zur Höchst- und Hochspannungsebene eine andere Netztopologie auf.³³¹ Die zentralen Betriebsmittel und damit auch die wesentlichen Kostentreiber im Bereich dieser Spannungsebene stellen – bei der in Deutschland üblichen unterirdischen Verlegung³³² – Kabel und Transformatoren dar. Erfolgt in der Niederspannungsebene nun ein Netzaus- oder -umbau, fallen zunächst einmal Tiefbau- und Erdarbeiten („Aufgrabungen“) an, welche regelmäßig den weitaus überwiegenden Anteil der Kosten einer Kapazitätserweiterungsmaßnahme darstellen. Diese Kosten können als Fixkosten beim Netzausbau eingeordnet werden. Jenseits der Fixkosten für Tiefbau- und Erdarbeiten steigen die Kosten der Kabel beim Netzausbau in der Niederspannungsebene i. d. R. recht linear mit der Zunahme der gewählten Kapazität an.^{333, 334} Bei den weiteren wesentlichen Betriebsmitteln wie bspw. Transformatoren dürfte der Zusammenhang zwischen der Kapazität und den Kosten ebenfalls so ausgeprägt sein, dass die Kosten recht linear zur gewählten Kapazität der Betriebsmittel verlaufen. Bei einer Gesamtbetrachtung der Kosten eines konventionellen Netzausbaus kann damit letztlich unterstellt werden, dass – infolge des hohen Anteils der Fixkosten der Tiefbau- und Erdarbeiten – bei den hier diskutierten Erweiterungen bestehender Netzkapazitäten die Kosten des Ausbaus nur in geringem Maße mit der verlegten Leistung korrelieren und folglich für den Bereich der Niederspannung eine sprungfixe Kostenstruktur beim Netzausbau vorliegt.³³⁵

Zusätzlich ist zu beachten, dass die Finanzierungskosten des Netzausbaus stark von den vorliegenden Kapitalkosten (im Sinne von „Cost of Capital“)³³⁶ abhängig sind, die wiederum wesentlich durch die Ausgestaltung der Regulierung für die VNB und sowie vor allem über die darin etablierten Anreizregime determiniert werden. Folglich wird auch auf diesem Weg durch die institutionelle Ausgestaltung der Regulierung die in diesem Abschnitt dargestellte Abwägung zwischen Kapazitätsausbau und -allokation beeinflusst.

KOSTENSTRUKTUREN BEI KAPAZITÄTSALLOKATIONSMECHANISMEN

Wird vom VNB hingegen auf ein Kapazitätsallokationsmechanismus zurückgegriffen, fallen ebenfalls verschiedene Kosten an, die folgend kurz beschrieben werden sollen.

Zunächst können bei den Nachfragern direkt Kosten in Form von Nutzenverlusten durch nicht befriedigte Nachfrage oder Nachfrage anfallen, die nicht zum eigentlich gewünschten Zeitpunkt und damit ggf. zu Zeiten mit höheren zentralen Strompreisen erfolgt. Weiterhin fallen (Transaktions-)Kosten

³³¹ Vgl. BECKER (2020, S. 1191–1195) oder MAIER ET AL. (2016, S. 4–7) zum Aufbau und der Topologie von Stromverteilnetzen.

³³² In anderen Ländern erfolgt auch in der Ebene der Niederspannung vielfach eine oberirdische Verlegung der Kabel.

³³³ Vgl. JÖRLING ET AL. (2019, S. 55 und 100).

³³⁴ In Deutschland erfolgt für die Niederspannungsebene überwiegend eine Erdverkabelung. Im ländlichen Raum und in nicht oder wenig bewohnten Gebieten erfolgt der Stromtransport auch auf den unteren Spannungsebenen zum Teil über Freileitungen. In diesem Fall liegen andere Kostenstrukturen beim Netzausbau in der Nieder- und Mittelspannungsebene vor, was im Folgenden jedoch nicht weiter betrachtet wird.

³³⁵ Vgl. dazu auch NABE ET AL. (2009, S. 143–145).

³³⁶ Vgl. für eine Definition des Begriffs BECKERS ET AL. (2014, S. 78). Diese Definition wird folgend auch in dieser Arbeit verwendet.

bei den Nachfragern an, wenn sie an einem Allokationsmechanismus teilnehmen (müssen). Diesbezüglich sind u. a. die (Transaktions-)Kosten durch Unsicherheiten hinsichtlich der kurz-, aber auch langfristigen Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität, bei den Nachfragern anfallende Kosten für den notwendigen Wissensaufbau, um den Allokationsmechanismus zu verstehen und zusätzlich die Zeitkosten der Nachfrager für die eigentliche Teilnahme zu benennen. Verschiedene der genannten Kosten können zumindest teilweise durch den Einbezug eines Dienstleisters (wie bspw. Aggregatoren bzw. Stromvertriebe) reduziert werden, wobei dann stattdessen bei den Nachfragern Kosten für die Auswahl, Kontrahierung und Überwachung sowie Vergütung des Dienstleisters anfallen werden.³³⁷

Neben den Transaktionskosten, die unmittelbar bei den Nachfragern anfallen, treten bei Anwendung von Kapazitätsallokationsmechanismen noch weitere Kosten auf. Hierbei handelt es sich um Design- und Implementierungskosten, zusätzlich notwendige Investitionskosten (z. B. im Bereich des Messwesens sowie der Kommunikationsinfrastruktur) und um dauerhaft anfallende Kosten für die Durchführung des Allokationsmechanismus (wie z. B. wiederum Kosten im Messwesen sowie Kosten für die Prognose von Netzzuständen oder IT-Kosten).

Die dargestellten Kosten beim Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen können je nach ihrer Höhe zu nicht intendierten Rückwirkungen bei der Nutzung der betroffenen Endgeräte führen. Außerdem können bei entsprechender Ausprägung die Kosten bei Nachfragern auch zum Unterlassen von (gewünschten) Investitionen in neue Lasten führen, was letztlich eine effektive und effiziente (Energie-)Systemtransformation beeinträchtigen kann.

EINBEZUG VON KOSTEN JENSEITS DER STROMVERTEILNETZE

Neben den bisher beschriebenen Effekten sind ferner die Interdependenzen mit dem Gesamtstrom- bzw. Energiesystem zu beachten. So stellt sich in einem Energiesystem, welches umfangreich auf Strom aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen basiert, die Frage, ob und in welchem Maße neue Lasten wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf das schwankende Angebot der Erzeugungsseite reagieren und somit zum Ausgleich zwischen (Gesamt-)Stromangebot und -nachfrage (sogenannte Systembilanz) beitragen sollen. Der in Kapitel 2 unterstellte umfassende Rückgriff auf neue Lasten zum Ausgleich der Systembilanz dürfte zu einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit beim Strombezug der neuen Lasten aus der Niederspannungsebene der Stromverteilnetze führen. Ist die Netzkapazität in den Stromverteilnetzen jedoch so ausgelegt, dass regelmäßig Kapazitätsengpässe auftreten und ein umfangreicher Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen notwendig wird, dürfte der Beitrag von in den Stromverteilnetzen angeschlossenen neuen Lasten zum Ausgleich der Systembilanz durchaus eingeschränkt sein. Die dadurch für das Gesamtsystem ggf. entstehenden Zusatzkosten können sich bspw. in Kosten für zusätzliche (Zwischen-)Speichermöglichkeiten, zusätzlichen (Übertragungs-)Netzkapazitäten oder weiteren Erzeugungsanlagen widerspiegeln.

Für eine vertiefende Betrachtung und abschließende Beurteilung der qualitativ dargestellten Zusammenhänge und Interdependenzen zwischen der Kapazitätsdimensionierung bzw. -auslegung bei

³³⁷ Vgl. hierzu auch Abschnitt 2.2.2.4.1.

Stromverteilnetzen sowie damit einhergehend dem notwendigen Umfang des Rückgriffs auf Kapazitätsallokationsmechanismen im Verteilnetz und der Möglichkeit der Steuerung neuer Lasten im zentralen Stromsystem als ein Beitrag zum Ausgleich der Schwankungen auf der Stromerzeugungsseite sind weiterführende quantitative Untersuchungen bzw. Kosten-Nutzen-Analysen notwendig.³³⁸

3.1.2.2.1.2 Prognosemöglichkeiten über die Entwicklungen auf der Lastseite und den zukünftigen Kapazitätsbedarf durch die VNB

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Abwägung zwischen den beiden betrachteten Handlungsoptionen stellt die Möglichkeit und die Qualität einer Prognose über die Entwicklungen auf der Lastseite und damit den zukünftig benötigten Kapazitätsbedarf in einzelnen Strängen der Niederspannung dar. Zunächst einmal ist zu berücksichtigen, dass durch den üblichen Aufbau der Verteilnetze in der Niederspannung und des betrachteten Anwendungsfalls der erwarteten Zunahme neuer Lasten nicht jeder Haushalt in der Niederspannung einzeln zu prognostizieren ist, sondern vielmehr eine (Gesamt-)Prognose für jeden Abgang in der Niederspannung ausreichen dürfte. Außerdem ist nicht die exakte Zunahme von neuen Lasten in einzelnen Jahren zu prognostizieren. Stattdessen sollte es ausreichend sein, auf einen in fernerer Zukunft liegenden Zielzustand abzustellen. In anderen Worten ist der zukünftige Netzausbaubedarf infolge der Zunahme von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen i. d. R. nicht direkt vom Investitionsverhalten eines einzelnen Nachfragers abhängig.

Für die Prognose des Verteilnetzkapazitätsbedarfs wird es zukünftig möglich sein, auf Entwicklungspläne bzw. Planungen aus dem Wärme- und Verkehrssektor zurückzugreifen. Der Zubau von Wärmepumpen in einzelnen Bereichen der Niederspannung wird zukünftig recht direkt aus der jeweiligen KWP ableitbar sein. Auch der Zubau von (öffentlicher und privater) Ladeinfrastruktur dürfte recht gut abschätzbar sein. Es bietet sich dabei für die Prognose des Zubaus sowohl von Wärmepumpen als auch von Ladeinfrastruktur an, weitere Faktoren wie bspw. die Nutzungsart oder das Alter von Gebäuden sowie sozioökonomische Aspekte einzubeziehen.³³⁹ Eine Prognose der Zunahme von lokalen Batteriespeichern dürfte hingegen schwieriger zu realisieren sein, wobei es – wie bereits thematisiert – fraglich ist, ob der Strombezug lokaler Batteriespeicher aus dem Verteilnetz, die gemäß Einsatz-Strategie (1) oder (4) betrieben werden, überhaupt bei der Auslegung der zukünftigen Verteilnetzkapazität berücksichtigt werden sollte. Letztlich dürfte es für VNB aber grundsätzlich möglich sein, die Zunahme neuer Lasten und damit den Gesamtkapazitätsbedarf für einen Abgang in der Niederspannung für einen Zeitpunkt in fernerer Zukunft in einer gewissen Qualität prognostizieren zu können.

³³⁸ Aktuell liegen – nach Kenntnisstand des Autors – keine Analysen vor, in denen sich systematisch und umfassend sowie unter Berücksichtigung der genannten Aspekte mit dieser Fragestellung beschäftigt wurde. Aufgrund der erheblichen Relevanz dieser Fragestellung für die Gestaltung eines vollständig auf Erneuerbaren Energien beruhenden zukünftigen Stromsystems, sollte ein entsprechender Wissensaufbau erfolgen. Dabei ist auch die zukünftige Rolle von (lokalen) Batteriespeichern zu thematisieren.

³³⁹ Vgl. WEIß ET AL. (2023, S. 48–49).

3.1.2.2.1.3 Geschwindigkeit des Markthochlaufs neuer Lasten und Dauer der Umsetzung der Handlungsoptionen des VNB

Bisher wurde in diesem Kapitel eher allgemein von einer erwarteten Zunahme neuer Lasten gesprochen und dabei nicht die Geschwindigkeit des sogenannten Markthochlaufs bei Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen (sowie lokalen Batteriespeichern) thematisiert. Es ist davon auszugehen, dass die Zunahme der neuen Lasten im Zeitverlauf nicht linear verläuft, sondern vielmehr ab einem bestimmten Zeitpunkt exponentiell erfolgen wird. Ursächlich sind hierfür u. a. die Anreize aus dem jeweiligen institutionellen Rahmen, mögliche Technologiesprünge und erwartbare Kostensenkungen bei den Endgeräten. Auch die Erhöhung von Produktionskapazitäten für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge wird keinen linearen Verlauf aufweisen. Gleichzeitig wird die Geschwindigkeit der Zunahme der neuen Lasten räumlich und damit zwischen Verteilnetzgebieten bzw. -strängen stark variieren.

Die beiden in dieser Arbeit betrachteten Handlungsoptionen gehen mit einem unterschiedlichen Aufwand in der Planung und für die Umsetzung einher. Sofern ein Kapazitätsallokationsmechanismus grundsätzlich etabliert ist und die notwendigen (technischen) Voraussetzungen wie bspw. ein ausreichendes Auslastungsverständnis sowie ein Durchsetzungskonzept beim VNB vorhanden sind, kann ein solcher Mechanismus ohne größeren Vorlauf direkt angewendet werden. Konventionelle Netzausbaumaßnahmen hingegen gehen häufig mit einem höheren und damit zeitlich auch größerem Planungs- und Umsetzungsaufwand einher. Es kann also eine Situation entstehen, in der die Zunahme neuer Lasten in einem Netzbereich so schnell erfolgt, dass selbst bei sofortigem Beginn einer Netzausbaumaßnahme die Verteilnetzkapazität für eine bestimmten Zeitraum nicht ausreichend dimensioniert ist.

3.1.2.2.1.4 Weitere Einflussfaktoren

Neben den bisher diskutierten Einflussfaktoren spielen noch weitere Aspekte wie bspw. eine mögliche Flächenknappheit für bestimmte Betriebsmittel eine Rolle bei der Auswahl der (technisch-systemisch) vorteilhaften Handlungsoption. Flächenprobleme dürften dabei vor allem bei notwendigen Kapazitätserweiterungen bei Transformatoren eine relevante Rolle spielen.

3.1.2.2.2 Zentrale Schlussfolgerungen bei der Abwägung zwischen den Handlungsoptionen und sich daraus ergebende (technisch-systemisch) sinnvolle Netzausbaustrategie für VNB

Zunächst ist anzumerken, dass im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der gewählten Methodik keine Aussagen für eine bestimmte Situation in einem Verteilnetzgebiet oder Niederspannungsstrang abgeleitet werden können, da dafür vertiefte technisch-systemische bzw. techno-ökonomische Betrachtungen notwendig wären, die ebenfalls besondere lokale Gegebenheiten zu berücksichtigen hätten. Der Fokus in diesem Abschnitt soll vielmehr darauf liegen, auf Basis der vorstehend beschriebenen Einflussfaktoren grundsätzliche Aussagen zur Abwägungsfrage zwischen den Handlungsoptionen abzuleiten und Grundzüge einer langfristig sinnvollen Netzausbaustrategie herauszuarbeiten. Gleichzeitig werden damit auch mögliche Anwendungsfälle für Kapazitätsallokationsmechanismen für die Niederspannungsebene des Stromverteilnetzes identifiziert. Für die folgenden Betrachtungen werden zwei unterschiedliche zeitliche Phasen definiert, sodass die Abwägung zwischen den beiden Handlungsoptionen für zwei unterschiedliche Konstellationen erfolgt.

Die erste Phase wird als „Transformationsphase“ und die zweite Phase als „eingeschwungener Zielzustand“ bezeichnet.

TRANSFORMATIONSPHASE

Die sogenannte „Transformationsphase“ in einem bestimmten Verteilnetzgebiet bzw. für ein -strang in der Niederspannung ist durch eine umfangreiche (erwartete) Zunahme neuer Lasten gekennzeichnet, wodurch in der Folge die aktuelle Verteilnetzkapazität in der Niederspannung deutlich zu gering ausgelegt ist. Es kann angenommen werden, dass diese Situation in der näheren Zukunft im Kontext der zu erwartenden Zunahme neuer Lasten in nahezu allen Verteilnetzsträngen bzw. -gebieten vorliegen wird.

Bei einem längeren Betrachtungshorizont ist es aufgrund der massiven Zunahme des Kapazitätsbedarfs daher unplausibel, dass auf eine Erweiterung der Verteilnetzkapazität und damit Netzausbau verzichtet werden kann. Im Kontext der beschriebenen sprungfixen Kostenstruktur eines Netzausbaus in der Niederspannung bietet es sich dann an, die Verteilnetzkapazität gleich so umfangreich auszulegen, sodass auf längere Zeit bzw. bestenfalls während der gesamten Transformationsphase keine „lastbedingten“ Knappheiten mehr auftreten werden und damit kein (zeitnaher) erneuter Netzausbau notwendig wird. Anders formuliert legt die sprungfixe Kostenstruktur des Verteilnetzausbaus in der Niederspannung im Falle des Bedarfs einer Kapazitätserweiterung eine Dimensionierung der Verteilnetzkapazität möglichst auf den zukünftigen eingeschwungenen Zielzustand nahe. Ein solches Vorgehen bei der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung wird in dieser Arbeit als „vorausschauender Verteilnetzausbau“ bezeichnet.

Einem solchen Vorgehen bzw. einer solchen Netzausbaustrategie entgegenstehen könnte das fehlende Wissen über den längerfristigen Kapazitätsbedarf in einem Niederspannungsabgang bzw. -gebiet. Wie bereits im vorherigen Abschnitt erläutert, dürften die VNB den zukünftigen Kapazitätsbedarf zumindest grob abschätzen können. Selbst wenn es bei einer gewissen Anzahl an Prognosen zu einer erheblichen Überschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs kommt und damit einzelne Verteilnetzstränge auch bei einem langfristigen Betrachtungshorizont zu umfangreich ausgebaut werden, dürfte eine auf langfristiges Vorgehen ausgerichtete Netzausbaustrategie bei einer Gesamtbetrachtung (über die Summe aller Verteilnetzstränge hinweg) kostengünstiger sein als ein Verteilnetzausbau, der systematisch auf einen kurzen Betrachtungshorizont ausgelegt ist.

Ein möglicher Umgang mit Unsicherheiten bei langfristigen Bedarfsprognosen stellt außerdem die Schaffung von Optionen dar, die auch nach einem erfolgten Netzausbau eine nachträgliche kostengünstige Erweiterung von Verteilnetzkapazität ermöglichen. Eine technische Umsetzung einer solchen Option kann bspw. über das Verlegen von Leerrohren erfolgen, sodass eine nachträgliche Verlegung von weiteren Niederspannungskabeln ohne umfangreiche und (fix-)kostenintensive Tiefbau- und Erdarbeiten möglich ist.

Die vorstehenden Überlegungen zur Nutzung der Handlungsoption des konventionellen Netzausbaus im Kontext des Anwendungsfalls der erwarteten Zunahme neuer Lasten während der Transformationsphase lässt sich außerdem auf den Anwendungsfall der Erreichung der (technischen) Lebensdauern von Betriebsmitteln im Verteilnetz übertragen. So stellt sich für den VNB am Ende der

Nutzungsdauer von Betriebsmitteln stets die Frage nach der Kapazitätsdimensionierung des neuen Betriebsmittels und auch in diesem Fall sollte die Kapazität möglichst auf einen langfristigen Bedarf und damit im besten Fall auf den Kapazitätsbedarf im eingeschwungenen Zielzustand ausgelegt werden, damit auch bei diesem Anwendungsfall im Kontext der sprungfixen Kostenstruktur möglichst kein erneuter Netzausbau erfolgen muss.

Im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau stellt ein Kapazitätsallokationsmechanismus i. d. R. langfristig keine geeignete Handlungsoption dar, wenn – wie für die Transformationsphase angenommen – für die Zukunft eine umfangreiche Zunahme der notwendigen Verteilnetzkapazität prognostiziert wird. Allerdings kann ein Kapazitätsallokationsmechanismus eine Handlungsoption für den temporären Umgang mit Kapazitätsengpässen im Verteilnetz und damit für die Überbrückung des Zeitraums bis zum nächsten (konventionellen) Netzausbau darstellen.³⁴⁰ Eine kurzfristige Überbrückung kann z. B. notwendig werden, wenn in einzelnen Bereichen bzw. Strängen der Niederspannung der Kapazitätsbedarf aufgrund eines sehr schnellen Markthochlauf der neuen Lasten kurzfristig so stark ansteigt, dass die für eine Ausbauplanung und Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen benötigte Zeit nicht ausreicht. In diesem Kontext könnte ein Kapazitätsallokationsmechanismus also dabei helfen, einen notwendigen Netzausbau für einen gewissen Zeitraum zu verschieben, sodass eine detailliertere Planung des Netzausbaus bzw. -ausbaus möglich ist und ggf. sowieso anfallende Ersatz- und Umbaumaßnahmen im Verteilnetz mit in der Netzausbauplanung berücksichtigt und somit besser mit dem notwendigen Netzausbau abgestimmt werden können.

Im Übrigen führt ein vorausschauender Netzausbau auch dazu, dass die neuen Lasten in der Transformationsphase im Vergleich zu einer kurzfristorientierten Netzausbaustrategie seltener von Verteilnetzengpässen betroffen sein werden und damit umfangreich(er) als flexible Lasten für das zentrale Stromsystem und damit für den Ausgleich des Stromangebots aus dargebotsabhängiger Stromerzeugung zur Verfügung stehen.

EINGESCHWUNGENER ZIELZUSTAND

Die zweite definierte Phase wird als „eingeschwungener Zielzustand“ bezeichnet und liegt in einzelnen Gebieten bzw. Strängen in der Niederspannungsebene dann vor, wenn mittel- bis langfristig keine umfangreicheren Lastzunahmen mehr zu erwarten sind. Folglich ist in Abgrenzung zur vorher betrachteten Phase nicht sicher, ob eine Erweiterung der Netzkapazität über einen konventionellen Netzausbau langfristig in jedem Fall unumgänglich ist. Trotzdem stellt sich auch für diese Phase die Frage, wie grundsätzlich mit möglichen (und durch die neuen Lasten bedingten) Nachfragespitzen umgegangen werden soll, die insbesondere dann auftreten werden, wenn die neuen Lasten annahmegemäß auf Preisanreize aus dem zentralen Stromsystem reagieren und ihre Nachfrage bspw. am zentralen Strompreis ausrichten werden.

Die zentrale Frage für die Phase des eingeschwungenen Zielzustands ist die Festlegung der Höhe der „dauerhaft“ verfügbaren Verteilnetzkapazität. Durch diese Festlegung wird gleichzeitig bestimmt, in

³⁴⁰ Diese Argumentation lässt sich in ihren Grundzügen auch den Einsatz von „intelligenten“ Betriebsmitteln sowie Batteriespeichern für die Transformationsphase übertragen.

welchem Umfang ein dauerhafter Einsatz eines Kapazitätsallokationsmechanismus erfolgen soll, der dann nicht nur mit dem Zweck zur temporären „Überbrückung“ bis zum nächsten Netzausbau Anwendung findet. Bei dieser Abwägung sind erneut auch die Auswirkungen jenseits des jeweiligen Verteilnetzes zu berücksichtigen.

Wird zusätzlich der Anwendungsfall des Erreichens der (technischen) Lebensdauern von Betriebsmitteln im Verteilnetz mitbetrachtet, könnte argumentiert werden, dass bei einem sowieso zu erfolgenden Ersatz von Betriebsmitteln die Verteilnetzkapazität auch in der Phase des eingeschwungenen Zielzustands stets so dimensioniert werden sollte, dass zu keinem Zeitpunkt mehr Kapazitätsengpässe auftreten werden. Abhängig von der zu erwartenden Gleichzeitigkeit der Nachfrage ist die Verteilnetzkapazität bei einem solchen Vorgehen ggf. sehr umfangreich zu dimensionieren, sodass es auch bei diesem Anwendungsfall häufig vorteilhaft sein wird, ein gewisses Niveau an Verteilnetzengpässen zu akzeptieren und in diesen (nicht so häufig auftretenden) Zeiten auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus zurückzugreifen. Eine weiterführende Aussage, in welchem Umfang auch in der Phase des eingeschwungenen Zielzustands sinnvollerweise Verteilnetzengpässe zugelassen werden sollten, kann aufgrund der in dieser Arbeit verwendeten Methodik nicht geleistet werden, da dafür umfassende quantitative Analysen bzw. Kosten-Nutzen-Analysen (unter Berücksichtigung von Effekten im Gesamtstromsystem) notwendig sind.

3.1.3 Zusammenfassung und Annahmen für die folgenden abstrakten normativen Analysen

Nach einer kurzen Darstellung von technisch-systemischen Grundlagen wurde in diesem Abschnitt 3.1 unter Berücksichtigung von erwarteten Entwicklungen im Bereich der neuen Lasten untersucht, welche technisch-systemischen Handlungsoptionen für einen VNB bestehen, wenn die bestehende Verteilnetzkapazität nicht ausreichend dimensioniert ist. Als Handlungsoptionen für einen VNB wurden ein konventioneller Verteilnetzausbau und der Einsatz von Kapazitätsallokationsmechanismen betrachtet. Für die Anwendungsfälle der Zunahme neuer Lasten sowie das Erreichen der technischen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln wurden anschließend zunächst mit den Kostenstrukturen der Handlungsoptionen, der Prognosefähigkeit des VNB hinsichtlich des zukünftigen Kapazitätsbedarfs sowie der Geschwindigkeit des Markthochlaufs und der Dauer der Umsetzung der Handlungsoptionen die zentralen Einflussfaktoren bei der Abwägung zwischen den Handlungsoptionen diskutiert. Anschließend wurden die beiden Handlungsoptionen qualitativ gegeneinander abgewogen und auf diese Weise Grundzüge einer aus technisch-systemischer Sicht langfristig sinnvollen Netzausbaustrategie abgeleitet. Dafür wurden mit der sogenannten Transformationsphase und dem eingeschwungenen Zielzustand zwei unterschiedliche Phasen definiert.

In der Transformationsphase, die durch eine zu erwartende umfangreiche Zunahme neuer Lasten und folglich durch eine (mittel- bis langfristig) deutlich zu gering dimensionierte Verteilnetzkapazität im betrachteten Verteilnetzgebiet bzw. Strang gekennzeichnet ist, stellt – vor allem im Kontext der sprungfixen Kosten des Netzausbaus – ein konventioneller Netzausbau mit einer Kapazitätsdimensionierung möglichst auf die für den eingeschwungenen Zielzustand benötigte Verteilnetzkapazität nahezu immer das Mittel der Wahl dar. Auf diese Weise soll ein erneuter Verteilnetzausbau möglichst verhindert werden, für den ansonsten wieder die hohen Fixkosten für

Tiefbau- und Erdarbeiten in Kauf genommen werden müssten. Eine derartige Netzausbaustrategie wird im Folgenden in dieser Arbeit auch als vorausschauender Verteilnetzausbau bezeichnet. Dieser vorausschauende Verteilnetzausbau wird aufgrund der langfristigen ausgerichteten Kapazitätsdimensionierung kurzfristig häufig mit höheren Kosten (bei z. T. zunächst einmal nahezu gleichbleibender Versorgungsaufgabe) einhergehen, was bei einer langfristigen Sichtweise trotzdem eine sinnvolle Ausbaustrategie darstellen kann. Der Einsatz eines Kapazitätsallokationsmechanismus in der Transformationsphase sollte somit hingegen vor allem temporär und mit dem Ziel erfolgen, den Zeitraum bis zum nächsten konventionellen Verteilnetzausbau zu überbrücken. Gleiche Schlussfolgerungen lassen sich auch für den Anwendungsfall des Erreichens der technischen Nutzungsdauer eines Netzbetriebsmittels ziehen. Ein vorausschauender Netzausbau ermöglicht außerdem, dass in der Niederspannung angeschlossene Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (sowie Batteriespeicher) umfangreich(er) als flexible Lasten für das zentrale Stromsystem zur Verfügung stehen.

Für die Phase des eingeschwungenen Zielzustands, der dadurch definiert ist, dass in einem Verteilnetzgebiet bzw. -strang keine umfangreiche Zunahme der neuen Lasten mehr zu erwarten ist und somit zukünftig nicht zwingend größere Kapazitätserweiterungen notwendig werden, stellt sich vor allem die Frage, in welchem Umfang dauerhaft Kapazitätsengpässe zugelassen werden sollen, die dann dauerhaft über einen Kapazitätsallokationsmechanismus zu adressieren wären. Auch für den Fall des Erreichens der technischen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln ist zu überlegen, wie deren Kapazität zukünftig zu dimensionieren ist. Eine so umfassende Auslegung der Kapazität, dass gar keine Kapazitätsengpässe mehr auftreten werden, ist dabei im Kontext der Gleichzeitigkeit der Nachfrage, wenn zumindest die neuen Lasten umfassend auf Preissignale aus dem zentralen Stromsystem reagieren, als eher nicht vorteilhaft einzustufen. In welchem genauen Umfang auch „dauerhafte“ Kapazitätsengpässe zugelassen werden sollten, kann anhand der in dieser Arbeit verwendeten Methodik nicht beantwortet werden, da hierfür umfassende quantitative Analysen bzw. Kosten-Nutzen-Analysen durchzuführen sind.

Abschließend ist anzumerken, dass bei den vorstehenden Abwägungen zwischen den Handlungsoptionen stets die Auswirkungen jenseits eines einzelnen Verteilnetzgebiets zu beachten sind. So ist bspw. bei der Kapazitätsdimensionierung im Verteilnetz (und der Gestaltung der entsprechenden Regeln) zu berücksichtigen, in welchem Umfang für die neuen Lasten die Möglichkeit besteht, auf Preissignale im zentralen Stromsystem zu reagieren und damit zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung beizutragen. Anders ausgedrückt sollten bei der Frage der Kapazitätsauslegung im Stromverteilnetz stets die (Folge-)Kosten im gesamten Stromsystem berücksichtigt werden und nicht nur nach den Kosten innerhalb eines Verteilnetzes bzw. auf der Verteilnetzebene optimiert werden.

3.2 Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Abstrakt normative Analyse

In den vorherigen Abschnitten erfolgten einige Überlegungen zu einer integrierten (technisch-systemischen) Konzeption von Kapazitätsauslegung und -allokation und für die folgend im Fokus stehende Transformationsphase konnte aufgezeigt werden, dass ein vorausschauender Verteilnetzausbau vor allem im Kontext der dargestellten Kostenstrukturen grundsätzlich eine sinnvolle Netzausbaustrategie darstellt. In diesem Abschnitt soll nun untersucht werden, wie der institutionelle Rahmen und damit insbesondere die Regulierung der VNB zu gestalten ist, damit VNB eine sinnvolle und vorausschauende Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung durchführen und damit letztlich ein vorausschauender Verteilnetzausbau ermöglicht wird. Bei den Analysen wird auch der bestehende Koordinationsbedarf mit dem zentralen Stromsystem mitberücksichtigt werden.

Analog zum methodischen Vorgehen im Kapitel 2 soll dafür zunächst in Abschnitt 3.2.1 die Regulierung eines VNB mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Kapazitätsplanung im Ein-Ebenen-System betrachtet werden. In einem weiteren Schritt wird in Abschnitt 3.2.2 die Analyse dann auf ein Zwei-Ebenen-System ausgeweitet.

3.2.1 Analyse mit Bezug zu einem gewinnorientierten Verteilnetzbetreiber (im Ein-Ebenen-System)

In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse der Regulierung eines VNB im Ein-Ebenen-System. Dafür wird in den Grundlagen in Abschnitt 3.2.1.1 zunächst noch einmal kurz der Fokus der Analysen zur Regulierung von VNB in dieser Arbeit erläutert sowie das unterstellte Zielsystem für die weiteren Analysen in diesem Kapitel dargestellt. Außerdem erfolgt eine (abstrakte) Analyse von Regulierungsverfahren für ein Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur (ohne expliziten Sektorbezug).³⁴¹ Diese kurze, jedoch eher grundlegende Betrachtung von Regulierungsverfahren inkl. zentraler Gestaltungsfragen stellt die Grundlage für die nachfolgenden Analysen in Abschnitt 3.2.1.2 zur Regulierung eines VNB mit Fokus auf die Kapazitätsplanung dar.

3.2.1.1 Grundlagen

3.2.1.1.1 Betrachtungsfokus bei den weiteren Analysen mit Bezug zu einem Verteilnetzbetreiber

Über die Ausgestaltung einer (Monopol-)Regulierung sollen VNB grundsätzlich Anreize für ein bestimmtes (gewünschtes) Verhalten gesetzt werden. Bei den Analysen zur Gestaltung einer (Monopol-)Regulierung können dabei sehr unterschiedliche Aspekte im Fokus der Betrachtungen stehen. Liegt der Betrachtungsfokus auf der Anreizsetzung für eine (langfristig) sinnvolle Netzausbaustrategie, wird bei der Ausgestaltung der Regulierung schwerpunktmäßig betrachtet, wie VNB in Hinblick auf einen längeren Betrachtungshorizont angereizt werden können, eine sinnvolle Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung und anschließend entsprechende

³⁴¹ Teile des Abschnitts sind – teils über längere Passagen wortgleich – mit einem gemeinsam mit Thorsten Beckers und Holger Weiß bereits veröffentlichten Arbeitspapier. Vgl. BECKERS / BIESCHKE / WEIß (2018).

Kapazitätserweiterungsinvestitionen / Kapazitätsausbaumaßnahmen durchzuführen. Eine besonders relevante Gestaltungsfrage ist dabei auch das (Un-)Bundling dieser Aufgaben von der Aufgabe der „Erhaltung des Bestandsnetzes“.³⁴²

Das Investitionsverhalten eines regulierten VNB wird allerdings nicht nur durch die im Rahmen einer (Monopol-)Regulierung etablierten (finanziellen) Anreize beeinflusst. Vielmehr existieren häufig weitere Einflussfaktoren wie Anreize aus Netzkonzessionsregimen, rechtliche Vorgaben zum Anschluss von Nachfragern und Erzeugern oder die Vorgaben zum Zielsystem des Unternehmens durch den Eigentümer sowie (lokale) Faktoren und Einflüsse, die bspw. durch die lokale Politik etabliert werden. Diese hier nur exemplarisch genannten Einflussfaktoren werden im Folgenden in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, sodass auch die Frage der Eigentümerschaft bei VNB bei den Analysen ausgeklammert und folgend stets eine private Eigentümerschaft bei den Unternehmen angenommen wird.³⁴³ Außerdem wird der Einfluss aus der Gestaltung von möglichen Konzessionsregimen auf das regulierte Unternehmen im Allgemeinen und auf das Investitionsverhalten bzw. den Netzausbau im Speziellen nicht weiter berücksichtigt. In diesem Kontext werden im Folgenden außerdem technisch-systemische Aspekte hinsichtlich der Größe der Versorgungsgebiete und die damit verknüpften Fragen von Skalen- und Dichteeffekten bei VNB weitestgehend ausgeklammert.³⁴⁴ Die vorstehend beschriebenen diversen Einflussfaktoren, die nicht Teil der Betrachtung in dieser Arbeit sind, werden im Kasten 3 am Ende von Abschnitt 3.2.2.3 kurz dargestellt und grundsätzliche Zusammenhänge sehr knapp aufgezeigt.

3.2.1.1.2 (Abgeleitetes) Zielsystem

Aus dem in der Einleitung (Kapitel 1) vorgestellten übergreifenden Zielsystem, das insbesondere auf die effektive und (aus Sicht der Nachfrager) effiziente Transformation des gesamten Energiesystems zur Erreichung der anvisierten Klimaschutzziele abstellt, können – analog zum Vorgehen in Kapitel 2 – Ziele abgeleitet werden, die als Bewertungskriterien für die folgenden qualitativen Analysen in diesem Kapitel dienen.

Als ein Ziel einer Regulierung wird bei den Analysen in dieser Arbeit zunächst eine effektive Erreichung von (übergeordneten) Zielen in den Bereichen der Versorgungssicherheit und der Leistungsfähigkeit der Stromverteilnetze angesehen. Da dem Ziel der Versorgungssicherheit eine sehr hohe Bedeutung zukommt, kann dieses auch als eine Nebenbedingung für die Analysen angesehen werden. Im Bereich der Leistungsfähigkeit sind die im Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Abwägungsentscheidungen bei der Kapazitätsdimensionierung unter Berücksichtigung der dargestellten technisch-systemischen Aspekte wie bspw. der Kostenstrukturen beim Netzausbau zu berücksichtigen. Die wesentliche Herausforderung bei der Gestaltung einer Regulierung in diesem Bereich ist das Sicherstellen eines (langfristig) sinnvollen Verfügbarkeitsniveaus von Verteilnetzkapazität im Zeitverlauf, was – wie bereits

³⁴² Siehe hierzu auch Abschnitt 3.2.1.1.3.2.1.

³⁴³ Einem VNB in privater Eigentümerschaft wird dabei – wie in der Literatur bei privaten Unternehmen üblich – eine kurzfristorientierte Gewinnmaximierung unterstellt. Vgl. dazu BIESCHKE ET AL. (2019, S. 7–9), BECKERS ET AL. (2014, S. 215 ff.) oder MÜHLENKAMP (2012).

³⁴⁴ Vgl. bspw. LOEBERT (2014, S. 50 ff.) für eine Definition und Systematisierung der Begriffe.

dargestellt – über einen vorausschauenden Verteilnetzausbau erreicht werden kann, wobei zusätzlich auch Interdependenzen mit dem zentralen Stromsystem und weiteren Infrastruktursektoren (insbesondere dem Wärmesektor) zu berücksichtigen sind.³⁴⁵

Als weiteres Ziel bzw. Kriterium wird – die Interessen der Nachfrager in den Mittelpunkt stellend – Kosteneffizienz angesehen, worunter für einen zu erbringenden Output eine Minimierung des Barwerts der langfristig von den Nachfragern an den VNB zu leistenden Zahlungen (in Form von Netzentgelten) verstanden wird.^{346, 347} Dabei ist als zentrale (Neben-)Bedingung zu beachten, dass das regulierte Unternehmen nicht opportunistisch behandelt wird und dieses somit die notwendigen Investitionen refinanzieren und Kosten durch die von den Nutzern erzielten Einnahmen abdecken kann, soweit diese nicht durch ineffizientes Agieren bedingt sind.

Von (institutionellen) Pfadabhängigkeiten und somit gerade auch Design-, (politische) Durchsetzungs- und Implementierungsprobleme der unterschiedlichen Reformoptionen wird folgend zunächst abstrahiert und diese werden erst zu einem späteren Zeitpunkt – konkret bei den Analysen im Abschnitt 3.3 – mitberücksichtigt.

3.2.1.1.3 (Abstrakte) Analyse von Regulierungsverfahren für ein Unternehmen aus dem Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur (ohne expliziten Sektorbezug)

In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse von Regulierungsverfahren für ein Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur (ohne expliziten Sektorbezug). Bei dieser eher grundlegenden Betrachtung liegt der Fokus noch nicht explizit auf der Bedarfsplanung als Teil der

³⁴⁵ Dieses Bewertungskriterium wird bei der nachfolgenden abstrakten Betrachtung von einem Unternehmen aus dem Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur in Abschnitt 3.2.1.1.3 zunächst ausgeklammert und steht dann nachgelagert in Abschnitt 3.2.1.2 bei der Analyse mit Bezug zu einem VNB im Fokus.

³⁴⁶ Auch die (Transaktions-)Kosten, die durch die Regulierung selbst verursacht werden, sollten bei der Analyse der Gestaltung von Regulierungsverfahren berücksichtigt werden. Bei den Unternehmen anfallende (Transaktions-)Kosten werden letztendlich von den Nutzern zu tragen sein und sind daher von der aufgeführten Definition von Kosteneffizienz erfasst. Die bei Regulierungsbehörden und Gerichten, die Streitigkeiten zwischen Unternehmen und Regulierungsbehörden verhandeln, anfallenden (Transaktions-)Kosten werden in der Praxis (die verschiedenen Infrastruktursektoren berücksichtigend) vielfach von den Steuerzahlern getragen. Bei den Analysen in diesem Arbeitspapier wird (implizit) davon ausgegangen, dass diese (Transaktions-)Kosten auch von den Nachfragern zu übernehmen sind, sodass diese auch die Kosteneffizienz beeinflussen. Vor dem Hintergrund, dass bei der hohen Marktmacht von VNB und der Vielzahl der Nachfrager Regulierungsverfahren grundsätzlich ungeeignet sind, die auf einzelnen Klagen von Nachfragern basieren, wird die Thematisierung der Berücksichtigung von bei Nachfragern aufgrund bestimmter regulatorischer Ausgestaltungen anfallenden (Transaktions-)Kosten im Rahmen des Konzeptes der Kosteneffizienz als nicht erforderlich angesehen.

³⁴⁷ Berücksichtigend, dass die Nachfrager auch Steuerzahler sind und dass die regulierten Unternehmen und die „hinter diesen stehenden“ Eigentümer auf erzielte Gewinne (Gewinn-)Steuern zu zahlen haben, sei darauf verwiesen, dass in bestimmten Konstellationen eine mit höheren (direkten) Nutzerzahlungen an ein reguliertes Unternehmen einhergehende Regulierungsoption A letztendlich aus Sicht der (auch Steuern zahlenden) Nachfrager besser zu beurteilen sein kann als eine mit niedrigeren Nutzerzahlungen einhergehende Regulierungsoption B. Dies kann speziell dann der Fall sein, wenn bei Regulierungsoption A die (Transaktionskosten einschließenden) gesamtwirtschaftlichen Kosten geringer und die Gewinne des regulierten Unternehmens höher sind als bei Regulierungsoption B, denn bei Anwendung der Regulierungsoption A fließen höhere Steuerzahlungen von dem regulierten Unternehmen an den Staat, was – von identischen Gesamteinnahmen des Haushalts ausgehend – reduzierte Steuerzahlungen der auch Nachfrager darstellenden Steuerzahler erlaubt. Vgl. BECKERS ET AL. (2010, S. 20) für ein konkretes Beispiel und ausführlichere Erläuterungen dazu. Angemerkt sei, dass in den vorstehenden Überlegungen (implizit) davon ausgegangen wird, dass die Ertragskompetenz bei den berücksichtigten Steuern bei der Gebietskörperschaft liegt, in der das betrachtete regulierte Unternehmen tätig ist. Dies dürfte in der Realität bei den in dieser Arbeit betrachteten Konstellationen im Übrigen nur sehr eingeschränkt der Fall sein.

Kapazitätsausbauplanung bei regulierten Unternehmen. Vielmehr soll dieser Abschnitt eine allgemeine Grundlage für die späteren Analysen zur Regulierung eines VNB mit Fokus auf die Bedarfsplanung darstellen.

Dafür werden in diesem Abschnitt zunächst die zentralen Gestaltungsbereiche einer (Monopol-)Regulierung in Abschnitt 3.2.1.1.3.1 kurz dargestellt. Anschließend werden in Abschnitt 3.2.1.1.3.2 für den ersten dieser Gestaltungsbereiche kurz die zentralen Gestaltungsfragen diskutiert und daraus idealtypische Regulierungsverfahren abgeleitet. Weiterhin werden zentrale Herausforderungen bei einer (Monopol-)Regulierung und zentrale Einflussfaktoren auf die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens in Abschnitt 3.2.1.1.3.3 thematisiert und darauf aufbauend in Abschnitt 3.2.1.1.3.4 die Eignung der idealtypischen Regulierungsverfahren für die Regulierung eines Unternehmens im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur betrachtet.

Im gesamten Abschnitt erfolgt dabei keine umfassende Betrachtung bzw. Analyse einer (Monopol-)Regulierung, sondern es werden vielmehr nur kurz die wesentlichen Grundlagen diskutiert.³⁴⁸

3.2.1.1.3.1 Zentrale (Gestaltungs-)Bereiche einer (Monopol-)Regulierung

Aus (institutionen-)ökonomischer Sicht lässt sich eine (Monopol-)Regulierung als eine Prinzipal-Agent-Beziehung bzw. als ein Vertrag zwischen dem Regulierer (als Prinzipal) und dem regulierten Unternehmen (als Agent) einordnen,³⁴⁹ bei der bzw. in dem das Unternehmen zur Erbringung bestimmter Leistungen während einer Regulierungsperiode verpflichtet wird, aber es gleichzeitig das Recht auf Erzielung einer Vergütung – z. B. durch eine Erhebung von Entgelten bei den Nachfragern – erhält. Dabei hat die Regulierung zum einen den Schutz der Nachfrager im Kontext der hohen Marktmacht des Unternehmens zum Ziel und sollte zum anderen den wirtschaftlichen Schutz der spezifischen Investitionen des regulierten Unternehmens anstreben.³⁵⁰

Anders als bei einem freiwilligen Vertragsschluss zwischen zwei Vertragspartnern auf der Grundlage normaler privatrechtlicher Regelungen wird bei einer Regulierung in der Regel einem Regulierer vom Gesetzgeber das Recht eingeräumt, den genannten Regulierungsvertrag unter Beachtung der oben genannten zentralen Regulierungsziele in Kraft zu setzen und anzupassen. Gleichzeitig besitzt das regulierte Unternehmen – zumindest ist dies so in institutionell entwickelten Ländern und hiervon wird im Folgenden ausgegangen – die Möglichkeit, sich gegen als ungerechtfertigt eingestufte Entscheidungen (i. d. R. auf gerichtlichem Weg) zur Wehr zu setzen.³⁵¹

Eine (Monopol-)Regulierung umfasst in diesem Kontext verschiedene Gestaltungsbereiche. Daher ist es nicht verwunderlich, dass sich Regulierungen in der Praxis (über verschiedene Länder und Sektoren hinweg blickend) vielfältig unterscheiden. Die zentralen Gestaltungsbereiche einer Regulierung, über

³⁴⁸ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 62–160) für eine umfassende Diskussion und detaillierte Betrachtung von Gestaltungsmöglichkeiten bei einer (Monopol-)Regulierung am Beispiel von Stromübertragungsnetzbetreibern.

³⁴⁹ Vgl. hierzu auch LAFFONT (1994, S. 508).

³⁵⁰ Vgl. dazu BECKERS ET AL. (2014, S. 63 f.) sowie WILLIAMSON (1976), GOLDBERG (1976) und BIGGAR (2009).

³⁵¹ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 64).

deren Ausgestaltung bei einer konkreten Regulierung – je nach Kompetenzzuordnung vom Gesetzgeber oder vom Regulierer oder von weiteren Akteuren – zu entscheiden ist, sind insbesondere:

- **Regulierungsverfahren:** Das Regulierungsverfahren beschreibt das (vertragliche) Design des Regulierungsvertrags. Dieses umfasst vor allem das Anreizregime (während der Regulierungsperiode) und das Bundling / Unbundling von Aufgaben bzw. Leistungsbereichen der Unternehmen. Diese beiden zentralen Gestaltungsoptionen sowie bei bestimmten Regulierungsverfahren die Festlegung der Dauer der Regulierungsperiode sowie die Vergütungshöhenfestlegung vor Beginn der Regulierungsperiode werden auch als Regulierungsverfahren im engen Sinne bezeichnet und sind im Folgenden stets gemeint, wenn kurz von „Regulierungsverfahren“ gesprochen wird. Zu dem Regulierungsverfahren im weiten Sinne können darüber hinausgehend sämtliche Regeln zur Interaktion zwischen dem regulierten Unternehmen und dem Regulierer gezählt werden, z. B. Vorgaben zum Verfahren des Austauschs von Informationen oder Vorgaben des Regulierers zur Art und Weise der Zulieferungen von Daten und Informationen durch das Unternehmen.
- **Kompetenzzuordnungen und institutioneller Rahmen im Allgemeinen:** Zu entscheiden ist bei der (Monopol-)Regulierung zunächst, wer die Kompetenz zur Anwendung der Regulierung und damit eines Regulierungsverfahrens gegenüber dem bzw. den Unternehmen erhält. Regulierer können z. B. Sektor-bezogene oder Sektor-übergreifende Zuständigkeiten aufweisen. Möglich ist es auch, dass regulatorische Kompetenzen aufgesplittet werden. Denkbar ist sogar, einzelne diesbezügliche Kompetenzen der Politik (Exekutive oder Legislative) zukommen zu lassen, was oftmals nicht sinnvoll ist, aber was in bestimmten Konstellationen bezüglich einzelner Entscheidungen durchaus sinnvoll sein kann. Durch den institutionellen Rahmen einer Regulierung werden diverse Aspekte geregelt, z. B. die Klagemöglichkeiten gegen regulatorische Entscheidungen oder Fragen der Transparenz bezüglich Unternehmensdaten sowie Analysen und Entscheidungen des Regulierers. Ferner können dem institutionellen Rahmen auch (quasi übergeordnete) Regelungen bezüglich der Kompetenzen zur Änderung eines Regulierungsverfahrens zugeordnet werden. Eine zentrale Frage ist dabei, welche diesbezüglichen Rechte dem Regulierer selbst oder der Politik (Legislative oder Exekutive) zustehen.

Im Folgenden steht in dieser Arbeit vor allem der erste Gestaltungsbereich („Regulierungsverfahren“) im Fokus der Analysen und der zweite Gestaltungsbereich („Kompetenzzuordnungen und institutioneller Rahmen im Allgemeinen“) wird allenfalls am Rande mitbetrachtet.

3.2.1.1.3.2 Zentrale Gestaltungsfragen und idealtypische Regulierungsverfahren

3.2.1.1.3.2.1 Zentrale Gestaltungsfragen

Die zentralen Gestaltungsfragen von idealtypischen Regulierungsverfahren sind einerseits die Ausgestaltung des Anreizregimes (sowohl während einer Regulierungsperiode als auch Regulierungsperioden-übergreifend) für das regulierte Unternehmen und andererseits der Leistungs- bzw. Aufgabenumfang, auf den sich das Anreizregime bezieht und damit die Frage des Bundling / Unbundling von Aufgaben bzw. Leistungsbereichen. Bei bestimmten Regulierungsverfahren

existieren als weitere relevante Gestaltungsfragen außerdem die Festlegung der Dauer der Regulierungsperioden sowie die Vergütungshöhenfestsetzung.

3.2.1.1.3.2.1.1 (Idealtypische) Anreizregime

Durch die Etablierung eines Anreizregimes wird angestrebt, dass ein reguliertes privates Unternehmen nicht nur keine durch die Ausübung von Marktmacht bedingten „Überrenditen“ erzielt, sondern auch erhöhte Kosten infolge vermeidbaren ineffizienten Verhaltens selbst zu tragen hat. Ein Anreizregime besteht einerseits aus dem eigentlichen Anreizregime sowie der Interaktion nach Vertragsschluss. Letztere beinhaltet als wesentliches Element die Regelungen für die Interaktion zwischen reguliertem Unternehmen und Regulierer nach Vertragsabschluss sowie die Anwendung dieser Regelungen (insbesondere Regelungen zu Nachverhandlungen und zur Streitbeilegung). Die Ausgestaltung der Regelungen zur Interaktion nach Vertragsschluss werden in dieser Arbeit nicht weiter vertieft und damit allenfalls am Rande betrachtet.³⁵²

Ein in dieser Arbeit betrachtetes Anreizregime wird damit vornehmlich durch die Ausgestaltung der folgenden Elemente des Vertragsdesigns und deren Anwendung bedingt:

- **Ausgestaltung der Leistungsbeschreibung und Messung:** Für die Gestaltung eines Anreizregimes ist es zunächst (regelmäßig) notwendig, die vom regulierten Unternehmen zu erbringende Leistung bzw. Aufgabe und damit den zu erbringenden Output zu beschreiben. Bei der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibung ist dabei zu unterscheiden, wie vollständig und in welcher Qualität die Beschreibung des Outputs möglich ist. Ist es dem Regulierer als Prinzipal möglich, sämtliche Aspekte des Outputs (nahezu) vollständig und damit hinreichend zu beschreiben, kann dies als „hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung“ bezeichnet werden. Ist hingegen keine „harte Beschreibung“ möglich und damit der Output unvollständig bzw. eher nicht hinreichend beschreibbar, liegt nur eine „weiche“ Output-orientierte Leistungsbeschreibung vor. In bestimmten Fällen ist die Beschreibung des durch das regulierte Unternehmen zu erbringenden Outputs nicht bzw. so gut wie nicht möglich. In der Folge kann keine Output-orientierte Leistungsbeschreibung erfolgen, sodass nur eine sogenannte „Aktivitäts-orientierte Leistungsbeschreibung“ möglich ist.

Neben der Ausgestaltung der Leistungsbeschreibung und damit der Beschreibung des durch das regulierte Unternehmen zu erbringenden Outputs ist beim Anreizregime außerdem von Relevanz, inwiefern der Regulierer in der Lage ist, eine Messung hinsichtlich einer adäquaten Leistungserbringung durchzuführen, was als Messbarkeit bezeichnet wird.

Wenn sowohl die Beschreib- als auch Messbarkeit vorliegt bzw. möglich ist, wird dies grundsätzlich als Kontrahierbarkeit des zu erbringenden Outputs bezeichnet, wobei in dieser Arbeit zwischen einer „Messungs-basierten-Kontrahierbarkeit“, die vorliegt, wenn eine hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung sowie eine Messung hinsichtlich einer adäquaten

³⁵² Im Übrigen weist die Ausgestaltung von Regelungen zur Interaktion nach Vertragsschluss diverse Interdependenzen mit dem Gestaltungsbereich „Kompetenzzuordnungen und institutioneller Rahmen im Allgemeinen“ auf (vgl. Abschnitt. 3.2.1.1.3.1). Vgl. GEHRT (2010, S. 27–76) für eine vertiefte Betrachtung von Nachverhandlungen.

Leistungserbringung möglich ist, und einer „Monitoring-basierten Kontrahierbarkeit“, die vorliegt, wenn mindestens eine weich Output-orientierte Leistungsbeschreibung und – ggf. unter nachträglicher Konkretisierung des Outputs – eine Messung des Outputs möglich ist, unterschieden wird.

- **Ausgestaltung der (Basis-)Vergütungsregel (während der Regulierungsperiode):** Als idealtypische Vergütungsregeln für das regulierte Unternehmen kommen (während einer Regulierungsperiode) grundsätzlich ein (Standard-)Festpreis oder eine (Selbst-)Kostenerstattung mit Monitoring durch den Regulierer infrage. Bei einem (Standard-)Festpreis erhält das regulierte Unternehmen für den zu erbringenden Output eine ex ante festgelegte fixe Vergütung. Um einen (Standard-)Festpreis als Vergütungsregel sinnvoll festlegen zu können, ist zunächst eine hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung notwendig. Neben einer „harten“ Beschreibbarkeit muss weiterhin eine hinreichende Messbarkeit des Outputs als Überprüfungsmaßnahme gegeben sein.

Für die Anwendung einer (Selbst-)Kostenerstattung mit Monitoring sollte hingegen regelmäßig mindestens eine weich Output-orientierte Leistungsbeschreibung des zu erbringenden Outputs möglich sein. Bei dieser Vergütungsregel sichert der Regulierer dem regulierten Unternehmen eine Vergütung in Höhe der bei ihm anfallenden Selbstkosten zu, wobei seitens des Regulierers ein effizientes Agieren des Unternehmens erwartet wird. Gleichzeitig wird dem Regulierer das Recht eingeräumt, dass eine diesbezügliche Überwachung des Unternehmens erfolgen darf („Monitoring“).

Aus den vorstehend dargestellten zentralen Elementen können idealtypische Anreizregime gestaltet werden, um auf diese Weise eine gewünschte Zuordnung von (Kosten-)Risiken an das regulierte Unternehmen (und nicht an die Nachfrager) sicherzustellen.³⁵³ Das erste idealtypische Anreizregime ist eine hart Output-orientierte Beschreibung der vom Unternehmen zu erbringenden Leistung bzw. Aufgabe (oder mehrerer zu erbringender Aufgaben) während einer bestimmten Zeitdauer (Regulierungsperiode) durch den Regulierer in Verbindung mit der Fixierung einer Vergütung, die das Unternehmen für die Erfüllung dieser Aufgabe erhält. Dieses Anreizregime wird als Festpreis-basiertes

³⁵³ Bei den Betrachtungen in dieser Arbeit wird sich auf die Allokation des Kostenrisikos fokussiert. Weitere mögliche Risiken wie bspw. das Nachfragerisiko werden allenfalls am Rande thematisiert. Das Kostenrisiko beschreibt das Risiko hinsichtlich der Höhe von Kosten, die (zumindest zunächst) bei Unternehmen anfallen. Kostenrisiko bei einem regulierten Unternehmen kann (letztendlich) von dem Unternehmen selbst und damit auch von den hinter diesem „stehenden“ Eigentümern oder von den Nachfragern getragen werden. Die mit einer Risikoübernahme durch das Unternehmen für dieses vorliegenden positiven Anreizwirkungen, geringe Kosten anzustreben, stehen den mit einer derartigen Risikoallokation einhergehenden Nachteilen gegenüber. In diesem Zusammenhang sind zunächst die – zumindest bei privaten Unternehmen – in der Regel bei einer Gesamtbetrachtung vorliegenden höheren Kosten der Risikoübernahme zu erwähnen, da private Unternehmen üblicherweise eine höhere Risikoaversion als das Kollektiv der Nachfrager aufweisen, das ggf. (und dies speziell bei einer hohen Anzahl an Nachfragern) sogar als risikoneutral angesehen werden kann. Vor diesem Hintergrund ist nicht stets die Zuordnung von Kostenrisiko an das regulierte Unternehmen sinnvoll. Insbesondere insoweit die Höhe von Kosten gar nicht durch das regulierte Unternehmen beeinflusst werden kann und vielmehr von exogenen Faktoren (wie z. B. der Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus) abhängt, sprechen gewichtige Gründe gegen eine Risikotragung durch das Unternehmen. Nicht zuletzt sei darauf hingewiesen, dass die Allokation von Kostenrisiko nicht nur im Hinblick auf die intendierten Anreizwirkungen, sondern auch auf die jeweils vorliegenden Probleme im Kontext von Wissensdefiziten (wie Kontrahierungsprobleme), die mit der Etablierung von Fehlanreizen einhergehen können, zu beurteilen sind, wobei sich das Ausmaß derartiger Probleme bei den im Folgenden noch betrachteten Regulierungsverfahren regelmäßig (mehr oder weniger) unterscheidet.

Anreizregime (FP-AR) bezeichnet und ähnelt von den Anreizwirkungen her einem „Festpreisvertrag“.³⁵⁴ Wenn ein FP-AR wirksam bzw. erfolgreich implementiert werden kann, wird in dieser Arbeit auch davon gesprochen, dass eine „FP-basierte Incentivierbarkeit“ vorliegt.

Bei der Alternative des Monitoring-basierten Anreizregimes i. e. S. (M-AR) beschreibt der Regulierer dem regulierten Unternehmen zwar ebenfalls seine Leistung bzw. Aufgabe, allerdings ist es dafür ausreichend, wenn eine weich Output-orientierte Leistungsbeschreibung möglich ist. Gleichzeitig kontrolliert bei einem M-AR der Regulierer das Unternehmen, um unangemessen hohe monetäre Forderungen des Unternehmens zu verhindern. Da das regulierte Unternehmen die Kontrollaktivitäten des Regulierers antizipiert, sind ihm auch bei dieser Option Anreize gesetzt.³⁵⁵ Wenn ein derartiges M-AR wirksam bzw. erfolgreich etabliert werden kann, wird in dieser Arbeit auch davon gesprochen, dass eine Monitoring-basierte Incentivierbarkeit vorliegt. Üblicherweise wird bei Anwendung eines M-AR vom Regulierer in Leitlinien in einem gewissen Maße (vor allem mit Bezug zu häufig vorkommenden oder wertmäßig besonders bedeutsamen Aktivitäten) aufgezeigt, welches Entscheidungsverhalten von ihm hinsichtlich der Anerkennung von Kosten, die beim Unternehmen (nach dessen Auskunft) angefallen sind, zu erwarten ist.³⁵⁶ Zum Teil werden bei einem M-AR auch direkte Vorgaben vom Regulierer bezüglich einzelner Aktivitäten des Unternehmens gemacht. Entsprechende ex ante-Entscheidungen können ggf. auch auf Anfrage des Unternehmens erfolgen, für das sich dadurch Unsicherheit hinsichtlich regulatorischer Entscheidungen des Regulierers reduziert. Als eine Variante bzw. ein Bestandteil eines M-AR kann die Prüfung der Durchführung von Ausschreibungsverfahren und des Vertragscontrollings (gegenüber Auftragnehmern) durch regulierte Unternehmen angesehen werden. Dabei bezieht sich die Prüfung auf die adäquate Anwendung und Durchführung dieser Aufgaben.

Neben den diesen beiden bisher genannten idealtypischen Anreizregimen können aus den dargestellten zentralen Elementen noch weitere Anreizregime gestaltet werden. Ein weiteres Anreizregime stellt das sogenannte modifizierte Festpreis-basierte Anreizregime (mFP-AR) dar, bei dem – abweichend zum FP-AR – die Option einer Risikoteilung genutzt wird.³⁵⁷ Dafür wird zwar vom Regulierer eine Ziel-Vergütung (auch als „Zielpreis“ bezeichnet) festgelegt, aber die dann an das Unternehmen fließende Vergütung ergibt sich aus den tatsächlich beim Unternehmen angefallenen (und ggf. vom Regulierer überprüften) Kosten und dem Zielpreis, die jeweils gemäß einer vorher definierten Risikoteilungsregel gewichtet werden.³⁵⁸

³⁵⁴ Vgl. McAFEE / McMILLAN (1988) und LAFFONT / TIROLE (1993).

³⁵⁵ Vgl. hierzu auch EISENHARDT (1989, S. 60) und MILGROM / ROBERTS (1992, S. 186).

³⁵⁶ Im Übrigen können vergangene Entscheidungen des Regulierers und seine diesbezüglichen Begründungen sowie auch gerichtliche Entscheidungen zu schwierigen (Streit-)Fragen gegebenenfalls eine ähnliche Wirkung aufweisen, speziell wenn sie auch für analoge zukünftige Konstellationen von Relevanz sein dürften. Problematisch bei der Anwendung derartiger Leitlinien ist allerdings, dass das Unternehmen u. U. Schwächen bei der Festsetzung sowie der Prüfung der Einhaltung der Regeln ausnutzen kann, was als Reaktion auf Fehlanreize interpretiert werden kann, und damit einhergehend dann die Kosteneffizienz sinkt.

³⁵⁷ Vgl. McAFEE / McMILLAN (1988, S. 23–46).

³⁵⁸ Über solche Regeln zur Risikoteilung ist es im Rahmen eines mFP-AR auch möglich, das regulierte Unternehmen vollständig vor bestimmten Risiken abzusichern, was insbesondere bei exogenen Risiken, die nicht durch das regulierte Unternehmen beeinflusst werden können, sinnvoll sein kann.

Die vorstehend beschriebene Risikoteilung zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen ist grundsätzlich auch bei einem M-AR denkbar, wird jedoch eher selten Anwendung finden. Abweichend zum idealtypischen M-AR ist eine (Selbst-)Kostenerstattung mit Monitoring auch denkbar, wenn entweder eine hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung erfolgte oder eine Output-orientierte Leistungsbeschreibung nicht möglich ist und somit nur eine Aktivitäts-orientierte Beschreibung möglich war.

Nicht zuletzt sei angemerkt, dass Fest- und Zielpreise auch indexiert (bzw. mit „Multiplikatoren versehen“) und auf diese Weise flexibilisiert werden können. Damit einhergehend kann dann von einem flexibilisierten Festpreis-basierten Anreizregime (f-FP-AR) bzw. einem flexibilisierten modifizierten Festpreis-basierten Anreizregime (f-mFP-AR) gesprochen werden.

3.2.1.1.3.2.1.2 Leistungs- bzw. Aufgabenumfang und Frage der (Output-)Ebene („Bundling / Unbundling“)

Speziell bei einem Festpreis-basiertem Anreizregime bestehen mehrere Möglichkeiten, worauf sich das Anreizregime bezieht. So ist es einerseits möglich, dass das Anreizregime die Gesamtaufgabe des regulierten Unternehmens erfasst. In diesem Fall bezieht sich das Anreizregime „gebündelt“ auf das ganze Unternehmen, weshalb auch von einem „Bundling“ gesprochen werden kann. Die alternative Option ist, dass der Regulierer einzelne Teilaufgaben definiert, die im Zusammenspiel zur Erfüllung der übergeordneten Gesamtaufgabe führen. Hierbei wird das Unternehmen vom Regulierer in gewisser Hinsicht „zerteilt“ oder „entbündelt“, was als „Unbundling“ angesehen werden kann. In diesem Fall kann der Regulierer unterschiedliche Anreizregime für die einzelnen Teilaufgaben vorsehen. Die Aufteilung eines VNB in Teilaufgaben ist dabei in verschiedenen Dimensionen denkbar. Eine mögliche Aufteilung kann z. B. entlang der in Abschnitt 3.1.1.1 genannten Aufgaben des VNB (z. B. Anlagenmanagement, Kapazitätsausbauplanung und Betriebsführung), entlang von Versorgungsgebieten (z. B. städtische und ländliche Gebiete oder Onshore und Offshore bei ÜNB) und/oder entlang der (Verteil)Netzebenen (z. B. Nieder- und Mittelspannungsebene von der Hochspannungsebene) erfolgen.

3.2.1.1.3.2.1.3 Dauer von Regulierungsperioden (ggf. differenziert nach separaten Aufgabenbereichen) im Falle von (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen

Für Aufgabenbereiche, die im Rahmen von Anreizregimen separat adressiert werden und bei denen ein (modifiziertes) Festpreis-basiertes Anreizregime angewendet wird, sind die Länge von Regulierungsperioden festzulegen. Vielfach werden in der Praxis einheitliche Regulierungsperiodenlängen für sämtliche Aufgabenbereiche des regulierten Unternehmens festgelegt. Es ist jedoch auch denkbar (und gelegentlich zu beobachten), dass die Periodenlängen für verschiedene (Teil-)Aufgabenbereiche nicht einheitlich festgelegt werden.

3.2.1.1.3.2.1.4 Vergütungshöhenfestsetzung im Falle von (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen

Neben den bisher diskutierten zentralen Gestaltungsfragen steht im Falle von (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen der Regulierer zusätzlich vor der Herausforderung, für die Erfüllung einer vom Regulierer für die Regulierungsperiode definierten Leistung bzw. Aufgabe, die sich – wie vorstehend thematisiert – auf die zu erfüllende Gesamtaufgabe oder Teilaufgaben davon beziehen kann, die Höhe

der Vergütung festzusetzen, die an das Unternehmen dafür fließt. Üblicherweise erfolgt eine derartige Vergütungshöhenfestsetzung – genau wie bei einem normalen Vertragsabschluss – vor einer Regulierungsperiode (und somit ex ante), sodass dem betroffenen Unternehmen von vornherein bekannt ist, welche Vergütung es für die Erfüllung der definierten Leistung bzw. Aufgabe erhält. Denkbar ist allerdings auch, dass das Unternehmen erst nach der Regulierungsperiode (und somit ex post) erfährt, welche Vergütung ihm zufließt.

Für die Ermittlung und Festsetzung einer angemessenen Vergütungshöhe kann der Regulierer auf verschiedene Methoden zurückgreifen und damit einhergehend folgende (idealtypische) Wege beschreiten:³⁵⁹

- Ein erster Weg für die Vergütungshöhenfestsetzung im Rahmen einem Festpreis-basierten Anreizregime ist es, die Kosten der Vorperiode als Indikator für die Kosten der Folgeperiode eines Unternehmens anzusehen. Allerdings ist dieser Weg so in Reinform mit dem großen Nachteil behaftet, dass – davon ausgehend, dass das Unternehmen die entsprechende Verwendung der beobachteten Kosten antizipieren würde – die Anreize zur Kostenreduktion in der vorangehenden Regulierungsperiode für das Unternehmen abgesenkt wären, was auch als „Sperrklinkeneffekt“ bezeichnet wird.³⁶⁰ Daher ist dieser Ansatz in Reinform grundsätzlich nicht zu empfehlen. Denkbar wäre es, ein Monitoring bzw. Prüfung der Kosten der Vorperiode durchzuführen und lediglich die um die als ineffizient eingestufteten Bestandteile bereinigten Kosten als Basis für die Vergütungshöhenfestlegung für die Folgeperiode zu verwenden („geprüfte Kosten der Vorperiode“).
Im Falle einer Veränderung von Leistungsumfängen ist es übrigens denkbar, Multiplikatoren („Treiber“) zu verwenden, um das Ausmaß dieser Veränderungen (zwischen vergangenen und zukünftigen Leistungsumfängen) bei der Festsetzung der Vergütungshöhe für zukünftige Regulierungsperioden unter Rückgriff auf Kosten aus vergangenen Bezugszeiträumen zu berücksichtigen.
- Wenn ein Regulierer mehrere Unternehmen reguliert, die als Monopolisten in unterschiedlichen Gebieten mit einer ansonsten identischen (Versorgungs-)Aufgabe betreut sind, kann er quantitative Effizienzvergleichsverfahren nutzen, die mathematische, statistische und/oder ökonometrische Analysen einbeziehen. Im Idealfall kann er durch Rückgriff auf diese Verfahren ermitteln, in welcher Höhe Kosten bei den einzelnen Unternehmen für die Erfüllung ihrer jeweiligen Aufgaben angemessen sind.³⁶¹
- Es kann auch angestrebt werden, über Vergleichsverfahren, die methodisch weniger anspruchsvoll als die vorstehend thematisierten Effizienzvergleichsverfahren sind und vielfach

³⁵⁹ Einige dieser nachfolgend dargestellten Ansätze beruhen auf einem Vergleich zwischen regulierten Unternehmen, die grundsätzlich vergleichbare Aufgaben wahrnehmen. Auch wenn in diesem Abschnitt aus methodischen Gründen mit dem Ziel der Komplexitätsreduktion und Erhöhung der Nachvollziehbarkeit der Analyse zunächst nur die Betrachtung eines Unternehmens erfolgt, wird unterstellt, dass ein Regulierer auf die dargestellten Ansätze zurückgreifen kann.

³⁶⁰ Vgl. WEITZMAN (1976), RODGARKIA-DARA (2024) und JOSKOW (2014, S. 305).

³⁶¹ Vgl. BOGETOFT / OTTO (2011) und AGRELL / BOGETOFT (2017).

als Benchmarking-Verfahren bezeichnet werden können, die Vergütungshöhenfestsetzung durchzuführen.

- Mithilfe eines sogenannten „analytischen Kostenmodells“ erstellt der Regulierer ein quantitatives Modell, das die Unternehmensaktivitäten und die dabei anfallenden Kosten abbildet.³⁶²
- Für einzelne Teilaufgaben des Unternehmens besteht die Option, diese durch Ausschreibungen an externe Unternehmen im Wettbewerb zu vergeben. Die durch Ausschreibungen wettbewerblich ermittelten Vergütungshöhen für die Erbringung der jeweiligen Teilaufgaben können dann vom Regulierer verwendet werden.

Nicht zuletzt sei darauf hingewiesen, dass auch ein Vorgehen bei der Vergütungshöhenfestsetzung möglich ist, bei dem der Regulierer insbesondere auf seine Expertise³⁶³ zurückgreift, wobei er in diesem Kontext dann auch Erkenntnisse aus der Anwendung einzelner der vorstehend vorgestellten Methoden (explizit oder implizit) einbeziehen kann.

Bei allen dargestellten Wegen zur Vergütungshöhenfestsetzung ist es übrigens grundsätzlich auch denkbar, dass „Zwischenwerte“ zwischen den (gemäß Unternehmensangaben) angefallenen Kosten und den durch den Regulierer als „effizienten Kosten“ identifizierten Kosten als Grundlage für die Festsetzung der Vergütungshöhe verwendet werden. Ein solches Vorgehen kann grundsätzlich als „Zwischenwerte-Ansatz“ und bspw. beim Weg der Prüfung der Kosten der Vorperiode als „Zwischenwerte-Ansatz im Rahmen einer Kostenprüfung“ bezeichnet werden.

3.2.1.1.3.2.2 Idealtypische Regulierungsverfahren

Aus der Kombination der vorstehend kurz dargestellten zentralen Gestaltungsfragen können die folgenden idealtypischen Regulierungsverfahren gestaltet werden, mit denen die angestrebten Ziele der Regulierung erreicht werden sollen.³⁶⁴

- **TOTEX-Anreizregulierung:** Eine sogenannte „TOTEX-Anreizregulierung“ basiert auf einer hart Output-orientierten Leistungsbeschreibung und einem (Standard-)Festpreis als Vergütungsregel, sodass ein FP-AR während der Regulierungsperiode vorliegt, welches auf die vom regulierten Unternehmen wahrzunehmende (gebündelte) Gesamtaufgabe wirkt. Damit bezieht sich die Regulierung auf den Gesamtoutput des Unternehmens und somit auf die „Total Expenditure“ (Gesamtausgaben, abgekürzt: „TOTEX“). Für die Festsetzung der Vergütung zur Erfüllung dieser (Gesamt-)Aufgabe während einer Regulierungsperiode kann dann idealtypisch insbesondere auf ein analytisches Kostenmodell oder ein Effizienzvergleichsverfahren sowie (dann nicht mehr idealtypisch) auf geprüfte und angepasste Kosten der Vorperiode zurückgegriffen werden. Denkbar ist auch, dass eine Kombination dieser Methoden eingesetzt wird und der Regulierer dabei umfassend auf Expertise zurückgreift.

³⁶² Vgl. CONSENTEC (2016).

³⁶³ Vgl. Abschnitt 3.2.1.1.3.3.2 für eine kurze Erläuterung bezüglich Expertise als eine Form von Wissen.

³⁶⁴ Vgl. außerdem JOSKOW (2014) für einen kurzen Überblick über die Entwicklung sowie die Systematisierung von Regulierungsverfahren. Einen umfassenden Überblick über Regulierungsverfahren liefern außerdem LAFFONT / TIROLE (1993).

- **Monitoring-Regulierung:** Bei einer Monitoring-Regulierung wird grundsätzlich auf ein Monitoring-basiertes Anreizregime zurückgegriffen, welchem mindestens eine weiche und damit entweder eine harte oder weiche Output-orientierte Leistungsbeschreibung zugrunde liegt. Abweichend von dieser idealtypischen Variante kann bei einer Monitoring-Regulierung auch ein Monitoring-basiertes Anreizregime Anwendung finden, welches auf einer Aktivitäts-orientierten Leistungsbeschreibung basiert.

Im Rahmen einer Monitoring-Regulierung ist es ebenfalls denkbar, dass der Regulierer (zusätzlich) Vorgaben zur Ausschreibung von Teilaufgaben des Unternehmens macht und dann prüft, ob die Ausschreibungsverfahren, die Vertragsabschlüsse und -anpassungen sowie die Controlling-Aktivitäten gegenüber den Subunternehmen in einer adäquaten Weise durchgeführt werden bzw. worden sind.

- **Differenzierte Anreizregulierung:** (Modifizierte) Festpreis-basierte Anreizregime werden ebenfalls bei einer sogenannten „Differenzierten Anreizregulierung“ angewendet, die sich dann jedoch nicht auf das gesamte Unternehmen, sondern separat auf Teile davon bzw. Teilaufgaben beziehen. Als mögliche (Teil-)Aufgaben kommen z. B. die bereits in Abschnitt 3.1.1.1 dieser Arbeit beschriebenen Aufgaben (oder eine Bündelung dieser Aufgaben) infrage. Für die Vergütungshöhenfestsetzung stehen ebenfalls die im vorherigen Abschnitt diskutierten Optionen zur Verfügung.

Bislang ist (implizit) davon ausgegangen worden, dass für sämtliche vom Regulierer definierte Teilaufgaben des Unternehmens (modifizierte) Festpreis-basierte Anreizregime Anwendung finden, was auch als „Differenzierte Anreizregulierung in Reinform“ bzw. „Differenzierte Anreizregulierung i. e. S.“ bezeichnet werden kann. Denkbar ist jedoch auch, dass lediglich bei einzelnen Teilaufgaben auf diese Anreizregime zurückgegriffen wird, aber bezüglich anderer Teilaufgaben ein Monitoring-basiertes Anreizregime erfolgt, was dann als „Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoringelementen“ eingeordnet werden kann. Vorstellbar ist im Übrigen auch, dass regulatorisch definierte Teilaufgaben des Unternehmens nicht von diesem selbst erbracht werden, sondern von einem im Rahmen eines wettbewerblich ausgestalteten Ausschreibungsverfahrens ausgesuchten Dritten. Dann kann für diese Teilaufgabe die Vergütungshöhenfestsetzung anhand des Angebots des siegreichen Bieters erfolgen. Die vorstehend beschriebenen Varianten einer Differenzierten Anreizregulierung werden unter dem Oberbegriff der „Differenzierten Anreizregulierung i. w. S.“ subsumiert.

- **Kostendurchreichungs-Regulierung:** Ein weiteres idealtypisches Regulierungsverfahren stellt die Kostendurchreichungs-Regulierung dar, bei der sämtliche beim Unternehmen angefallenen Kosten – auch wenn diese (zumindest der Höhe nach) eine Folge ineffizienten Agierens des Unternehmens sind – von den Nachfragern zu tragen sind. Die Abgrenzung von diesem Regulierungsverfahren zu einer Monitoring-Regulierung – insbesondere zu einer Monitoring-Regulierung, die auf einer Aktivitäts-orientierten Leistungsbeschreibung basiert – ist nicht trennscharf möglich. Regulatorische Maßnahmen zur Identifikation und Überprüfung möglicherweise betrügerischer Finanzflüsse des Unternehmens sind sicherlich auch bei einer Kostendurchreichungs-Regulierung geboten. Wenn der Regulierer jedoch nach trickreichen (aber ggf. nicht illegalen) Wegen zur „Aufblähung“ der von den Nachfragern zu tragenden

Kosten sucht, die zu höheren Gewinnen bei den Unternehmenseigentümern führen, dann kann dies schon als Übergang zu einer Monitoring-Regulierung angesehen werden. Auf eine idealtypische Kostendurchreichungs-Regulierung wird in dieser Arbeit im Folgenden nicht weiter eingegangen.

3.2.1.1.3.3 Zentrale Herausforderungen bei einer Regulierung und zentrale Einflussfaktoren auf die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens

3.2.1.1.3.3.1 Zentrale Herausforderung bei einer Regulierung

Bei der Ausgestaltung einer Regulierung im Allgemeinen und dem Design des Regulierungsverfahrens im Speziellen bestehen – hier zunächst von den in Abschnitt 3.1.2 dargestellten technisch-systemischen Abwägungsfragen bei der Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung und damit Fokussierung auf die Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung sowie von Fragen des Wissensmanagements aufseiten des Regulierers abstrahierend – zwei zentrale Herausforderungen im Hinblick auf die effektive Erreichung der Regulierungsziele, welche auch miteinander in Verbindung stehen:

- **Minimierung des regulatorischen Risikos:** Das Risiko für ein reguliertes Unternehmen hinsichtlich zukünftiger regulatorischer Entscheidungen, die direkt oder indirekt dessen (betriebs-)wirtschaftliche Performance und damit die Gewinne beeinflussen bzw. beeinflussen können, wird auch als regulatorisches Risiko bezeichnet.³⁶⁵ Die Übernahme von Risiko im Allgemeinen und damit auch von regulatorischem Risiko im Speziellen verursacht bei einem regulierten Unternehmen Kosten.³⁶⁶ Diese Kosten sind regelmäßig insbesondere in Form höherer Kapitalkosten beobachtbar und fallen vor allem an, weil erstens das Unternehmen und die „hinter diesem stehenden“ Eigentümer risikoavers sind und zweitens weil beide Ressourcen einsetzen werden, um dieses Risiko zu managen, d. h. seine Ausprägung zu beeinflussen und Vorsorge für verschiedene denkbare Ausprägungen des Risikos zu treffen. In diesem Kontext ist es geboten, dass durch die Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens und auch durch den

³⁶⁵ In erster Linie wird die Bezeichnung des regulatorischen Risikos im Kontext der direkt das Vergütungsniveau und damit die betriebswirtschaftliche Performance von Unternehmen beeinflussender Entscheidungen des Regulierers gebraucht. Denkbar ist aber auch, die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entscheidungen hinsichtlich der Ausgestaltung des Anreizregimes, die dann die zukünftige betriebswirtschaftliche Performance von Unternehmen beeinflussen, als ein regulatorisches Risiko einzuordnen.

Ferner kann das regulatorische Risiko unter Berücksichtigung der Art des Risikos (welche davon abhängig ist, ob sowohl positive und negative Ausprägung oder lediglich negative Ausprägung aus Sicht des Unternehmens möglich sind) und der Gründe für die Unsicherheit bzw. der Motive für regulatorische Entscheidungen wie folgt systematisierend eingeteilt werden: Als „regulatorisches Risiko im weiten Sinne“ wird demnach jegliche Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger regulatorischer Entscheidungen bezeichnet; das „regulatorische Risiko im engen Sinne“ erfasst das Risiko von durch Irrtümer und Opportunismus bedingter Schlechtbehandlung des Unternehmens durch den Regulierer; das „regulatorische Risiko in einem sehr engen Sinne“ umfasst dann lediglich noch das Risiko von durch Opportunismus bedingter Schlechtbehandlung des Unternehmens durch den Regulierer.

Angemerkt sei, dass die Verwendung des Begriffs Risiko hier nicht stets streng der Definition folgt, wonach als Risiko eine Größe angesehen werden kann, die nicht mit Sicherheit bekannt ist, sondern deren Ausprägung positiv oder negativ von einem Erwartungswert abweichen kann, und bezüglich deren möglicher Ausprägungen Wahrscheinlichkeiten hinsichtlich des Auftretens bekannt sind. Vielmehr werden – der umgangssprachlichen Verwendung des Begriffs folgend – auch Größen, bei denen lediglich die Gefahr einseitig negativer Abweichungen von einer bestimmten Ausprägung vorliegt, als Risiko bezeichnet.

³⁶⁶ Vgl. zu den Kosten der Risikoübernahme bspw. MILGROM / ROBERTS (1992, S. 187 f.) sowie mit Bezug zur öffentlichen Hand McAFEE / McMILLAN (1988, S. 12 ff.).

Aufbau einer Reputation aufseiten des Regulierers angestrebt wird, das regulatorische Risiko nach Möglichkeit zu minimieren. Dazu ist anzumerken, dass das Ausmaß der Herausforderung hinsichtlich der Minimierung regulatorischen Risikos nicht nur durch die technisch-systemische Konstellation (also z. B. die technischen Charakteristika des Sektors), sondern auch durch die Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens beeinflusst wird. Wenn regulatorische Entscheidungen gut nachvollzogen werden können, dann sind regulatorische Fehlentscheidungen recht einfach identifizierbar (z. B. bei der Überprüfung regulatorischer Entscheidungen durch Gerichte). Ob eine derartige Überprüfbarkeit gegeben ist, hängt einerseits mit der Beschreib- sowie Messbarkeit und damit der Kontrahierbarkeit der Leistung bzw. Aufgabe („trilaterale Kontrahierbarkeit“) und andererseits mit Wissensständen (beim Regulierer, bei Gerichten und bei sonstigen Akteuren) bezüglich der konkret vorliegenden Fragestellungen zusammen, die oftmals wiederum (auch) mit dem angewendeten Regulierungsverfahren zusammenhängen werden, worauf folgend noch einzugehen sein wird.

- **Abgabe glaubhafter Commitments:** Ein Anreizregime wirkt nur dann auf eine effektive Weise, wenn der Adressat, an den sich das Regime richtet, auch davon ausgehen kann, dass es nicht aufgehoben wird. Im Rahmen der (Monopol-)Regulierung bedeutet dies zunächst, dass (modifizierte) Festpreis-basierte und Monitoring-basierte Anreizregime innerhalb einer Regulierungsperiode vom Grundsatz her in der angekündigten Weise anzuwenden sind. Zum Teil – speziell bei Vorliegen langlebiger Anlagegüter – sind Anreizregime zu etablieren, die langfristig und damit auch Regulierungsperioden-übergreifend aufrechtzuerhalten sind. Wenn ein derartiges Anreizregime angewendet wird, sollte sich der Regulierer jedoch sicher sein, dass es gelingen wird, das Anreizregime wirklich entsprechend langfristig zu etablieren und anzuwenden sowie dies auch dauerhaft dem regulierten Unternehmen zu vermitteln.³⁶⁷ Im Übrigen sind vom Regulierer auch Commitments gegenüber dem Unternehmen abzugeben, dass dieses dauerhaft fair behandelt wird und bei effizientem Agieren seine spezifischen Investitionen refinanzieren kann, was mit der Herausforderung der Minimierung des regulatorischen Risikos korrespondiert.³⁶⁸

3.2.1.1.3.3.2 Zentrale Einflussfaktoren auf die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens

Für die (sinnvolle) Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens bei Unternehmen der leitungsgebundenen Infrastruktur sind zwei Einflussfaktoren von zentraler Bedeutung: Die grundsätzlich

³⁶⁷ Eine derartige langfristige, Regulierungsperioden-übergreifende Anreizsetzung kann ersetzt werden durch eine Bewertung der Infrastruktursubstanzqualität am Ende jeder Regulierungsperiode. Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 86 ff.). Die Substanzqualität stellt dabei eine Messgröße für die zukünftig anfallenden Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen dar und kann damit als Indikator für den Zustand der Anlagen des Unternehmens dienen. Im Gegensatz zur Angebotsqualität wird die Substanzqualität nicht unmittelbar von den Konsumenten wahrgenommen. Gerade bei leitungsgebundener Infrastruktur ist es Betreibern häufig möglich, z. B. notwendige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen aufzuschieben, ohne dass es unmittelbar zu einer Verschlechterung der von den Nachfragern spürbaren Angebotsqualität kommt. Gleichwohl würde in diesen Fall die Substanzqualität der Anlagen sinken. Vgl. hierzu BECKERS ET AL. (2014, S. 93).

³⁶⁸ Vgl. SPILLER (2013, S. 234 f.).

sowie bei einzelnen Akteuren vorliegenden Wissensstände und die Kapitalintensität sowie die (technische und wirtschaftliche) Lebensdauer von Anlagegütern.

Die Ausprägung dieser Einflussfaktoren hängt von der jeweiligen Konstellation ab, die insbesondere durch den Sektor, aber ggf. auch durch Besonderheiten des Gebiets, in dem ein Unternehmen tätig ist, und Pfadabhängigkeiten oder die Historie des Unternehmens (z. B. in der Vergangenheit getätigte Investitionen oder die Historie von Investitionen) bedingt ist.

WISSENSSTÄNDE ALS EINFLUSSFAKTOR

Zur adäquaten Wahrnehmung seiner Aufgaben hat der Regulierer über Wissen bezüglich verschiedener Aspekte zu verfügen. Dies betrifft sowohl kodifizierbares und damit Personen-ungebundenes Wissen (in Form von Daten, Informationen und auch kodifizierbarem Know-how) als auch nicht kodifizierbares Wissen in Form von Know-how, das an Personen gebunden ist und damit einhergehend auch in Organisationen verfügbar sein kann, welches auch als Erfahrungswissen oder als Expertise bezeichnet wird. Expertise kann im Übrigen von Bedeutung sein, um kodifiziertes Wissen auszuwerten und interpretieren zu können. Folgend steht Erfahrungswissen im Mittelpunkt der Betrachtungen.

Je nach Wissensständen beim Regulierer sowie außerdem bei den Akteuren, die ebenfalls in die Regulierung eingebunden und insbesondere – wie vor allem Gerichte – für die Kontrolle regulatorischer Entscheidungen zuständig sind, eignen sich bestimmte Ausgestaltungsmöglichkeiten bezüglich des Regulierungsverfahrens mehr oder weniger. Anzumerken ist, dass es nicht (nur) auf den Wissensstand des Regulierers und von Gerichten (diese hier als Beispiel für weitere relevante Akteure anführend) ankommt, sondern dass die Wissensverbreitung außerhalb der regulierten Unternehmen „im Sektor“ auch eine Rolle spielt. Denn wenn Wissen im Sektor verbreitet ist, hat ein Regulierer grundsätzlich die Möglichkeit, kompetente Berater zur Unterstützung einzubinden und Gerichte können analog auf Gutachter zurückgreifen, um bestimmte Sachverhalte (besser) einordnen zu können. Zu beachten ist allerdings, dass wiederum Kontrahierungsprobleme bezüglich des entsprechenden Wissens vorliegen können, was die effektive und effiziente Nutzung von bei Beratern und Gutachtern verfügbarem Wissen durch den Regulierer und durch Gerichte erschwert. Daher sollte nicht nur die auch kurzfristige bestehende Möglichkeit eines entsprechenden Einbezugs von Auftragnehmern durch den Regulierer berücksichtigt werden, sondern auch die Option des Aufbaus von Wissen aufseiten des Regulierers, das bereits „durch den Sektor diffundiert ist“.

Insbesondere folgende Arten von Wissen weisen eine Relevanz für die (sinnvolle) Ausgestaltung von Regulierungsverfahren auf:

- **Output-Wissen (bezüglich der Gesamtaufgabe des Unternehmens bzw. bezüglich Teilaufgaben):** Damit ein (modifiziertes) Festpreis-basiertes Anreizregime in einer sinnvollen Weise etabliert werden kann, ist es – wie bereits beschrieben – unabdingbar, den entsprechenden Output auch ex ante „hart“ zu beschreiben und dessen adäquate Erbringung ex post messen zu können. Für eine FP-basierte Incentivierbarkeit ist daher beim Regulierer sogenanntes „Output-Wissen“ erforderlich.

Die Art und der Umfang des erforderlichen Output-Wissens unterscheiden sich allerdings zwischen den Regulierungsverfahren. Während bei einer TOTEX-Anreizregulierung auf die

Gesamtaufgabe des Unternehmens bezogenes Output-Wissen vorzuliegen hat, ist für die sinnvolle Anwendung einer Differenzierten Anreizregulierung Output-Wissen bezüglich der regulatorisch definierten Aufgabengebiete des Unternehmens erforderlich, für die jeweils eigenständige Output-Vorgaben erfolgen.

Angemerkt sei, dass in technisch dynamischen und ggf. auch bezüglich der Nachfrage volatilen Sektoren sowie bei Vorliegen einer hohen Unsicherheit eine hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung sowie die Messung hinsichtlich einer adäquaten Leistungserbringung und damit die FP-basierte Incentivierbarkeit regelmäßig eher schlecht bzw. nicht gegeben ist.

- **Input-Wissen:** Bei einer Monitoring-Regulierung, die auf einem M-AR basiert, hat zunächst ausreichend Wissen vorzuliegen, um mindestens eine weich Output-orientierte Leistungsbeschreibung durchführen zu können, die ggf. zu einem späteren Zeitpunkt konkretisiert wird. Außerdem muss beim Regulierer Wissen vorliegen, ob das Unternehmen auf eine adäquate Weise seine Aufgaben wahrnimmt und ob die nach seinen Angaben hierbei anfallenden Kosten angemessen (und insofern nicht aufgrund von Ineffizienzen oder „Schummeleien“ überhöht) sind. Um die zugrunde liegende Vergütungsregel der Selbstkostenerstattung mit Monitoring adäquat im Sinne einer kritischen Überprüfungsmaßnahme durchführen zu können, ist beim Regulierer Wissen erforderlich, dass sich auf den Leistungserstellungsprozess im Unternehmen bezieht, weshalb auch von „Input-Wissen“ gesprochen werden kann. Üblicherweise ist Input-Wissen in technisch neuartigen oder sehr dynamischen Bereichen zunächst bei Herstellern bzw. Zulieferern und dann bei regulierten Unternehmen und erst später bei Sektorexperten, Gerichten und auch bei Regulieren verfügbar.

Input-Wissen ist im Übrigen nicht nur bei einer Monitoring-Regulierung, sondern außerdem bei der Vergütungshöhenfestsetzung im Falle von Regulierungsverfahren, die auf (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen zurückgreifen, von Bedeutung und dies insbesondere dann, wenn hierfür ein analytisches Kostenmodell eingesetzt wird, vom Unternehmen angegebenen Kosten aus einer Vorperiode hinterfragt werden oder dabei – ggf. im Kontext einer Methodenkombination – umfangreich die Expertise des Regulierers zur Anwendung kommt. Anzumerken ist, dass das Input-Wissen dabei in einer unterschiedlichen Weise auf die Beurteilung der (mehr oder weniger beobachtbaren) Vorgehensweise des regulierten Unternehmens angewendet wird. Während bei Anwendung eines analytischen Kostenmodells das Input-Wissen gerade nicht genutzt wird, um das Agieren von Unternehmen im Einzelfall zu beurteilen, ist beim kritischen Überprüfen von Kosten aus einer Vorperiode genau dies der Fall.³⁶⁹

Ferner spielt Input-Wissen eine Rolle, wenn der Regulierer im Rahmen einer Differenzierten Anreizregulierung Teilaufgaben definiert, die das Unternehmen zu erbringen hat. Diese regulatorische „Zerschneidung“ eines Unternehmens (Unbundling) führt nur dann nicht zu Ineffizienzen, wenn der Regulierer auf Basis eines gewissen Umfangs an Input-Wissen das

³⁶⁹ Bezüglich einer vor allem Expertise-basierten Vergütungshöhenfestsetzung ist dazu keine pauschale Aussage möglich.

sinnvolle Zusammenwirken der einzelnen Teilaufgaben des Unternehmens und der einzelnen Output-Vorgaben beurteilen kann.

- **(Institutionen- und industrie-)ökonomisches Wissen und Marktkenntnisse:** Wenn ein Regulierer Ausschreibungen von Teilaufgaben des Unternehmens vorgibt oder im Rahmen einer Monitoring-Regulierung die Durchführung von Ausschreibungen durch das Unternehmen überprüft oder Vorgaben bezüglich zukünftiger Ausschreibungsverfahren definiert, sollte er zunächst über institutionen- und industrieökonomisches Wissen bezüglich der Ausgestaltung von Ausschreibungsverfahren verfügen. Ferner sind Marktkenntnisse bedeutsam.
- **Wissen bezüglich quantitativer Methoden:** Für die Durchführung von Effizienzvergleichsverfahren ist – neben der Verfügbarkeit von Daten von mehreren geeigneten Unternehmen, die miteinander verglichen werden sollen – Wissen über quantitative Methoden aus den Bereichen der Mathematik, der Statistik und/oder der Ökonometrie erforderlich. Im Übrigen ist außerdem Output- und häufig auch Input-Wissen bedeutsam, um die Vergleichbarkeit von Unternehmen beurteilen zu können und (möglichst) die Vergleichbarkeit der Versorgungsaufgabe herzustellen.

Sofern bei einem Regulierer und auch bei Gerichten (diese hier erneut als Beispiel für weitere relevante Akteure anführend) eigentlich bei einer bestimmten Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens erforderliches (Output und/oder Input-)Wissen nicht oder nur in einer suboptimalen Weise vorliegt, kann dies (mehr oder weniger) gravierende Konsequenzen haben. Wie bereits dargestellt, führen im Kontext eines (zu) geringen Output-Wissens Kontrahierungsprobleme zu hohen Transaktionskosten. Wenn im Rahmen einer Monitoring-Regulierung Regulierer und auch Gerichte nur über geringes Input-Wissen verfügen, ist für sie die Nachvollziehbarkeit der Unternehmensaktivitäten nicht gegeben und der Nachweis überhöhter Kosten oder Kostenangaben durch das Unternehmen schwierig zu führen. Der Regulierer hat dann sinnvollerweise bei seinen Entscheidungen Sicherheitspuffer zu berücksichtigen, die letztendlich zu höheren Zahlungen der Nachfrager führen, um das regulatorische Risiko einer Schlechtbehandlung des Unternehmens zu minimieren. Sofern derartige Sicherheitspuffer nicht vorgesehen werden, wäre ein Anstieg der Kapitalkosten auf Unternehmensseite und dies vermutlich in einer Weise zu erwarten, die vielfach die Nachteile der Berücksichtigung von Sicherheitspuffern noch übertreffen dürfte. Sicherheitspuffer sind analog auch bei der Vergütungshöhenfestsetzung (modifizierten) Festpreis-basierten Anreizregimen einzuplanen, wenn der Regulierer (und ferner die Gerichte) nicht über das bei Anwendung der ausgewählten Methode erforderliche Wissen verfügt.

Angemerkt sei (nochmals), dass bestimmte technische Charakteristika des Sektors und auch Eigenschaften der Nachfrageseite einen direkten Einfluss auf die Möglichkeit haben, bestimmte Wissensstände (aufseiten des Regulierers, aber auch bei anderen Akteuren) zu erreichen. Beispielsweise kann es in technisch sehr dynamischen Sektoren oder im Kontext einer hohen Umweltunsicherheit aufgrund der begrenzten Rationalität von Akteuren quasi unmöglich sein, Wissensstände zu erreichen, die eine harte Output-orientierte Leistungsbeschreibung bestimmter Unternehmensaufgaben erlauben.

Ergänzend anzumerken ist noch, dass für die Eignung von Regulierungsverfahren auch deren Nachvollziehbarkeit durch gesellschaftliche Akteure (u. a. auch aus der Wissenschaft) und dabei nicht

zuletzt auch durch die Politik keinesfalls bedeutungslos ist. Sehr komplexe Regulierungsverfahren, die vom Regulierer selbst und auch von Gerichten unter Einbezug von Gutachtern verstanden werden, aber ansonsten kaum nachvollzogen werden können, erschweren die gesellschaftliche Kontrolle regulatorischer Aktivitäten und in diesem Zusammenhang ggf. auch das adäquate Eintreten für berechnete Nachfragerinteressen.

KAPITALINTENSITÄT SOWIE DIE LEBENSDAUER VON ANLAGEGÜTERN ALS EINFLUSSFAKTOREN

Neben Wissensständen stellen die Eigenschaften von Anlagegütern, speziell deren Kapitalintensität und Lebensdauer, einen zentralen Einflussfaktor auf die Eignung von Regulierungsverfahren dar. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine hohe technische Lebensdauer „genutzt“ wird, um Anlagegüter über lange Zeiträume abzuschreiben, was bedeutet, dass eine hohe (bzw. niedrige) technische mit einer hohen (bzw. niedrigen) wirtschaftlichen Lebensdauer einhergeht.

Kapitalintensität und Lebensdauer von Anlagegütern beeinflussen speziell die Eignung einer TOTEX-Anreizregulierung, was wie folgt zu erklären ist:

- Um für das Unternehmen Anreize zu etablieren, über den (Neu-, Aus- oder Um-)Bau von Anlagegütern und deren Erhaltung hinweg die (Lebenszyklus-)Kosten zu minimieren, haben Anreizregime bei einer TOTEX-Anreizregulierung für die Lebensdauer der Anlagegüter bzw. ggf. sogar darüber hinausgehend hinweg etabliert zu werden. Im Falle langer Lebensdauern bedeutet dies, dass regulatorische Commitments entsprechend lange aufrechtzuerhalten sind, was als sehr und oftmals sicherlich als zu große Herausforderung anzusehen ist.³⁷⁰ Hinsichtlich dieses Commitment-Aspekts spielt die Kapitalintensität insofern eine Rolle, als dass speziell bei Vorliegen einer hohen Kapitalintensität die hier thematisierte Commitment-Thematik bei einer Gesamtbetrachtung eine hohe Bedeutung für die Ausgestaltung des Regulierungsverfahrens aufweist.
- Im Falle einer hohen Kapitalintensität und langer Lebensdauern der Anlagegüter ist im Rahmen einer TOTEX-Anreizregulierung die Kalkulation von angemessenen Vergütungshöhen für Regulierungsperioden eine extrem hohe Herausforderung, die mit sehr und sicherlich oftmals nicht erfüllbar hohen Anforderungen an den Wissensstand des Regulierers einhergehen. Dies gilt in besonderer Weise bei quantitativen Effizienzvergleichsverfahren, aber trifft ebenso auf die anderen relevanten Optionen (analytisches Kostenmodell und geprüfte Kosten der Vorperiode) zu. Die Sicherheitspuffer, die im Falle derartiger Wissensdefizite einkalkuliert werden sollten, können bei der hier betrachteten Konstellation ggf. sehr große Ausmaße einnehmen.

³⁷⁰ Eine Alternative dazu stellt eine regelmäßige Untersuchung und Bewertung der Substanzqualität der Anlagengüter dar (bspw. stets zum Ende einer Regulierungsperiode). In Abhängigkeit des Zustands der Anlagen wären dann Kompensationszahlungen vom Regulierer an das Unternehmen zu leisten bzw. von diesem einzufordern. Diese Option wird jedoch in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da davon auszugehen ist, dass in nahezu sämtlichen Infrastruktursektoren nicht das (ingenieurwissenschaftliche) Wissen hinsichtlich einer derartigen Bewertung der Substanzqualität von Infrastruktur vorliegt. Vgl. dazu auch BECKERS ET AL. (2014, S. 93).

3.2.1.1.3.4 Eignung der idealtypischen Regulierungsverfahren für die Regulierung eines Unternehmens der leitungsgebundenen Infrastruktur

In diesem Abschnitt wird kurz und unter Rückgriff auf die bisher diskutierten Aspekte bei der Gestaltung einer Regulierung die Eignung der idealtypischen Regulierungsverfahren für ein Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur diskutiert.

3.2.1.1.3.4.1 TOTEX-Anreizregulierung

Eine TOTEX-Anreizregulierung bietet sich bei einem Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur zunächst einmal nicht an, da i. d. R. sowohl die Kapitalintensität hoch ist als auch die Lebensdauern der wertmäßig bedeutsamen Anlagegüter lang sind. Eine besondere Herausforderung ist dabei die Abgabe langfristiger und glaubhafter Commitments des Regulierers, das Anreizregime aufrechtzuerhalten. Gelingt dies dem Regulierer nicht, besteht insbesondere die Gefahr, dass das Unternehmen Investitionen zurückstellt und eine kurzfristorientierte Erhaltungs- und Investitionsstrategie verfolgt, die zulasten der Substanzqualität geht. Zusätzlich bestehen bei hoher Kapitalintensität und langen Lebensdauern der bedeutsamen Anlagegüter methodische Probleme bzw. Herausforderungen bei der Festsetzung der Vergütungshöhe für das regulierte Unternehmen, sodass zum Teil erhebliche Sicherheitspuffer einzukalkulieren wären. Ferner ist es im Rahmen einer TOTEX-Anreizregulierung und dem damit verbundenen FP-AR nicht bzw. nur sehr schwer möglich, vom Unternehmen nicht beeinflussbare Risiken den Nachfragern zuzuordnen, die nahezu stets über geringe Kosten der Risikoübernahme verfügen werden. Für die Implementierung einer sinnvollen Risikoallokation wäre auch bei einer TOTEX-Anreizregulierung im gewissen Umfang Input-Wissen notwendig. Die Gestaltung von Regelungen, um nicht beeinflussbare Risiken den Nachfragern zuzuordnen, dürften mit nicht unerheblichen Transaktionskosten einhergehen oder sogar nicht in einer sinnvollen Weise gestaltbar sein, sodass das entsprechende Risiko letztendlich beim regulierten Unternehmen zu verbleiben hat.

Ein möglicher Grund, eine TOTEX-Anreizregulierung in Betracht zu ziehen, kann das Fehlen von ausreichendem Input-Wissen aufseiten des Regulierers sein, welches für andere Regulierungsverfahren regelmäßig notwendig ist. Allerdings ist grundsätzlich davon auszugehen, dass im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur Input-Wissen keinesfalls exklusiv bei den Unternehmen vorliegt, sondern grundsätzlich recht unkompliziert im Sektor verfügbar sein dürfte. Aufgrund der Deutlichkeit der bisherigen Analyseergebnisse kann bereits an dieser Stelle – obwohl die alternativen Regulierungsverfahren nicht im Detail betrachtet worden sind – festgehalten werden, dass eine idealtypische TOTEX-Anreizregulierung für private Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur komplett ungeeignet ist.

3.2.1.1.3.4.2 Differenzierte Anreizregulierung

Aufgrund der üblicherweise weiten Verbreitung von Input-Wissen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur ist eine Differenzierte Anreizregulierung i. d. R. recht unkompliziert umsetzbar. Für die verschiedenen Teilaufgaben wie bspw. die Durchführung von Kapazitätserweiterungsinvestitionen / Kapazitätsausbau- und -umbaumaßnahmen, die Erhaltung des Bestandsnetzes und die Betriebsführung könnte auf Teilaufgaben-bezogene (modifizierte) Festpreis-basierte Anreizregime zurückgegriffen werden, wobei stets Risikoteilungsregelungen

angewendet werden sollten. Allerdings wird es bei einzelnen Teilaufgaben u. U. vorteilhaft(er) sein, dass der Regulierer auf Monitoring-Aktivitäten zurückgreift (bspw. bei der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung) und somit regelmäßig nicht nur eine Differenzierte Anreizregulierung in Reinform, sondern eine Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoringelementen Anwendung finden sollte. Wird eine Differenzierte Anreizregulierung sinnvoll ausgestaltet, treten deutlich geringere Commitment-Probleme im Vergleich zu einer TOTEX-Anreizregulierung auf. In der Folge bestehen auch geringere Fehlanreize für den VNB, eine kurzfristorientierte Erhaltungs- und Investitionsstrategie zu wählen, die zulasten der Substanzqualität gehen würde.

Erfolgt eine Aufteilung und Betrachtung unterschiedlicher Teilaufgaben, ist ferner eine individuelle Risikoallokation zwischen Unternehmen und Nachfragern entsprechend den jeweils vorliegenden Herausforderungen bei den einzelnen Teilaufgaben möglich. Damit dürfte auch eine sinnvolle Zuordnung nicht beeinflussbarer Risiken an die Nachfrager vergleichsweise unkompliziert umsetzbar sein. Eine genaue Aufteilung und damit Definition der Teilaufgaben sowie die Vorteilhaftigkeit des Rückgriffs auf Teilaufgaben-bezogene (modifizierte) Festpreis-basierte Anreizregime oder Monitoring-Aktivitäten für einzelne Teilaufgaben kann nur unter Berücksichtigung spezifischer Sektorcharakteristika beurteilt werden. Vermutlich dürfte es im Übrigen speziell bei sehr kleinen Unternehmen oftmals weniger sinnvoll als bei größeren Unternehmen sein, für Teilaufgaben Output-orientierte Anreizregime einzuführen, da der dabei anfallende Aufwand nicht unerheblich sein dürfte. Im Rahmen einer Differenzierten Anreizregulierung besteht zusätzlich für den Regulierer für die verschiedenen Teilaufgaben die Option, Nachfrager zu konsultieren (sogenanntes „Stakeholder Involvement“). Ein solches Vorgehen bietet sich bspw. allgemein bei der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung sowie speziell bei der Durchführung größerer Kapazitätsaus- und -umbaumaßnahmen an.

3.2.1.1.3.4.3 Monitoring-Regulierung

Im Kontext der vorliegenden Wissensstände im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur ist auch die Anwendung einer Monitoring-Regulierung häufig eine erwägenswerte Option. Bei größeren Baumaßnahmen können dabei ggf. Vergütungsgrenzen mit Bezug zu den Ergebnissen von Ausschreibungen der entsprechenden Arbeiten festgelegt werden. Hinsichtlich zentraler Entscheidungen – z. B. bei der Durchführung größerer Kapazitätserweiterungsinvestitionen / Kapazitätsausbau- und -umbaumaßnahmen – bietet es sich an, dass dazu im Einzelfall ex ante Abstimmungen zwischen Regulierer und Unternehmen erfolgen.

Auch wenn neben einer Differenzierten Anreizregulierung eine Monitoring-Regulierung für Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur als grundsätzlich geeignet erscheint, ist diese – wie jedes Regulierungsverfahren – auch nicht frei von Nachteilen. Letztendlich liegt gerade auch bei einer Monitoring-Regulierung die in der Literatur vielfach diskutierte Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen vor. Die weite Verbreitung von Input-Wissen in den jeweiligen Sektoren dürfte jedoch dazu beitragen, dass die Nachteile und Probleme bei Anwendung dieses Regulierungsverfahrens relativ begrenzt bleiben können. Dies gilt speziell für den Fall, wenn der Regulierer über eine adäquate Ressourcenausstattung verfügt. Nicht zuletzt sei angemerkt, dass es im Rahmen einer Monitoring-Regulierung ebenfalls relativ problemlos möglich ist, vom Unternehmen nicht

beeinflussbares Kostenrisiko den Nachfragern zuzuordnen. Ferner dürfte auch bei einer Monitoring-Regulierung der Einbezug von Nachfragern in das Regulierungsverfahren grundsätzlich realisierbar sein.

3.2.1.1.3.4.4 Fazit

Abschließend kann festgehalten werden, dass eine idealtypische TOTEX-Anreizregulierung für die Sektoren der leitungsgebundenen Infrastruktur i. d. R. ungeeignet erscheint. Eine Differenzierte Anreizregulierung hingegen kann grundsätzlich sinnvoll angewendet werden. Grundsätzlich gilt dies auch für eine Monitoring-Regulierung.

Die relative Eignung zwischen den grundsätzlich denkbaren idealtypischen Regulierungsverfahren sowie weiteren Mischformen³⁷¹, die in dieser Arbeit nicht im Detail betrachtet wurden, ist von den jeweils vorliegenden Sektorcharakteristika – insbesondere den vorliegenden Wissensständen, der Kapitalintensität sowie weiteren Besonderheiten in den einzelnen Sektoren – abhängig, sodass an dieser Stelle keine übergreifende Beurteilung möglich war.

3.2.1.2 Analyse von Regulierungsverfahren für einen Verteilnetzbetreiber

Die Erkenntnisse aus dem vorstehenden Grundlagenabschnitt 3.2.1.1 sollen in diesem Abschnitt auf einen VNB angewendet werden. Im ersten Teil des Abschnitts 3.2.1.2.1 wird zunächst sehr kurz auf die grundsätzliche Eignung von Regulierungsverfahren für einen VNB eingegangen. Dabei wird zunächst von Kapazitätserweiterungserfordernissen (implizit weitgehend) abstrahiert. Im weiteren Verlauf des Abschnitts steht dann im Fokus, wie sich die verschiedenen Regulierungsverfahren für die Regulierung eines VNB eignen, wenn die in Abschnitt 3.1.2 dargestellten technisch-systemischen Herausforderungen und damit insbesondere ein vorausschauender Verteilnetzausbau bei der Gestaltung einer langfristig sinnvollen Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausplanung mitberücksichtigt werden. Darauf aufbauend wird im Abschnitt 3.2.1.2.2 kurz betrachtet, wie die Grundzüge einer möglichen Ausgestaltung für eine sogenannte öffentliche Bedarfsplanung aussehen können. Im Abschnitt 3.2.1.2.3 wird ein Fazit gezogen.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird für die Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung und den darin u. a. beinhalteten weiteren (Teil-)Aufgaben der Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs, der Kapazitätsauslegung bzw. -dimensionierung sowie der Abwägung mit dem Rückgriff auf Kapazitätsallokationsmechanismen nur noch kurz der Begriff der Bedarfsplanung verwendet.

3.2.1.2.1 Eignung von Regulierungsverfahren im Allgemeinen

3.2.1.2.1.1 Von Kapazitätserweiterungserfordernissen (implizit weitgehend) abstrahierend

3.2.1.2.1.1.1 TOTEX-Anreizregulierung

Wie bereits im vorstehenden Grundlagenabschnitt argumentiert, ist eine idealtypische TOTEX-Anreizregulierung grundlegend ungeeignet für Unternehmen aus dem Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur und damit grundsätzlich auch unpassend für die Regulierung eines

³⁷¹ Vgl. für einen Vergleich auch LAFFONT / TIROLE (1986).

VNB. Die wesentlichen Argumente für diese Einschätzung basieren bei einem VNB zunächst erneut auf der hohen Kapitalintensität und den sehr langen Lebensdauern der wertmäßig bedeutsamen Anlagegüter³⁷², die die Abgabe eines glaubhaften Commitments zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes quasi unmöglich machen, welches allerdings notwendig ist, da ansonsten Anreize zur Unterlassung von Investitionen und für eine Kurzfristorientierung bei der Erhaltung des Bestandsnetzes bestehen, die zulasten der Substanzqualität gehen. Zusätzlich bestehen bei einer TOTEX-Anreizregulierung methodische Probleme bei der Vergütungshöhenfestlegung, sodass erhebliche Sicherheitspuffer einzukalkulieren wären. Ferner ist bei einer idealtypischen TOTEX-Anreizregulierung keine sinnvolle Risikoallokation zwischen VNB und Nachfragern möglich, da letztlich sämtliche und damit auch alle nicht beeinflussbaren Risiken dem VNB zugeordnet werden.

3.2.1.2.1.1.2 Differenzierte Anreizregulierung

Da bei Stromverteilnetzen Input-Wissen recht weit verbreitet ist, sollte eine Differenzierte Anreizregulierung grundsätzlich für einen VNB gut umsetzbar sein. Wie bereits im Grundlagenabschnitt in diesem Kapitel beschrieben, bietet sich eine Untergliederung bspw. in die Teilaufgaben der Durchführung von Kapazitätserweiterungsinvestitionen / Kapazitätsausbau- und -umbaumaßnahmen, die Erhaltung des Bestandsnetzes und die Betriebsführung und jeweils der Rückgriff auf ein (modifiziertes) Festpreis-basiertes Anreizregime an, wobei stets Risikoteilungsregelungen genutzt werden sollten. Für die Betriebsführung ist auch ein Monitoring-basiertes Anreizregime denkbar. Für die Teilaufgabe der Bedarfsplanung dürfte ebenfalls ein Monitoring-basiertes Anreizregime vorteilhaft sein. Somit ist für die Regulierung eines VNB nicht eine Differenzierte Anreizregulierung in Reinform anzuwenden, sondern auf eine Differenzierte Anreizregulierung mit gezieltem Einbezug von Monitoring-Elementen für bestimmte Teilaufgaben zurückzugreifen.

Bei einer Nutzung einer Differenzierten Anreizregulierung für die Regulierung eines VNB treten die diversen genannten Nachteile einer TOTEX-Anreizregulierung nicht oder nur stark abgeschwächt auf. So ist bspw. der Umfang des Commitments-Problems zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes deutlich abgeschwächt und die Nutzung einer Differenzierten Anreizregulierung ermöglicht ferner eine individuelle Risikoallokation zwischen VNB und Nachfragern entsprechend den jeweils vorliegenden Herausforderungen bei den einzelnen Teilaufgaben, sodass auf diese Weise außerdem nicht beeinflussbare Risiken nicht zwingend dem VNB zugeordnet werden müssen, was insbesondere positive Auswirkungen auf die Höhe der anfallenden Kapitalkosten hat.³⁷³

3.2.1.2.1.1.3 Monitoring-Regulierung

Für die Regulierung eines VNB ist ebenfalls eine Monitoring-Regulierung sinnvoll anwendbar. Genauso wie bei einer Differenzierten Anreizregulierung sind bei einer Monitoring-Regulierung u. a. Risikoteilungsregeln und eine gezielte Risikoanordnung (bei verschiedenen Teilaufgaben des VNB) möglich. Aufgrund der bei vielen Teilaufgaben des VNB z. T. vorliegenden FP-basierten

³⁷² Vgl. JENKINSON (2006).

³⁷³ Vgl. dazu auch HELM (2009a), HELM (2009b) und HELM (2023).

Incentivierbarkeit der zu erbringenden Leistungen dürfte es sinnvoll sein, zumindest bei einigen Teilaufgaben auf modifizierte Festpreis-basierte Anreizregime zurückzugreifen, sodass die Anwendung einer idealtypischen Monitoring-Regulierung im Vergleich zu einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen eher nachteilig erscheint. An dieser Stelle sei noch angemerkt, dass eine trennscharfe Unterscheidung einer Differenzierten Anreizregulierung, bei der umfangreiche Risikoteilungsregeln und Monitoring-Elemente genutzt werden und einer Monitoring-Regulierung, bei der u. a. umfangreich ex ante Regeln durch den Regulierer definiert werden sowie Ausschreibungsvorgaben für bestimmte Teilaufgaben vorgesehen sind, nicht immer möglich ist, da sich die genannten Mischformen der jeweiligen idealtypischen Regulierungsverfahren in ihrer (Anreiz-)Wirkung gegenüber dem VNB durchaus stark annähern.

3.2.1.2.1.1.4 Schlussfolgerungen / Fazit

Eine idealtypische TOTEX-Anreizregulierung ist für die Regulierung eines VNB grundlegend ungeeignet. Eine Differenzierte Anreizregulierung sowie eine Monitoring-Regulierung sind hingegen grundsätzlich sinnvoll anwendbar, wobei umfangreich auf Risikoteilungsregelungen zurückgegriffen werden sollte.

3.2.1.2.1.2 Unter besonderer Berücksichtigung von Kapazitätserweiterungserfordernissen

In diesem Abschnitt soll nun – die Ausführungen zur Eignung von Regulierungsverfahren für einen VNB aus dem vorherigen Abschnitt aufgreifend – weiterführend die Eignung von Regulierungsverfahren mit besonderem Fokus auf die Bedarfsplanung bei Stromverteilnetzen untersucht werden. Dabei wird untersucht, wie durch verschiedene Regulierungsverfahren sinnvolle Anreize für den VNB etabliert werden können, die (überwiegend) technisch-systemischen Herausforderungen aus dem Abschnitt 3.1.2 zu berücksichtigen und damit die Abwägungsfrage zwischen Netzausbau und Rückgriff auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus so zu beantworten, dass bei Vorliegen der sogenannten Transformationsphase möglichst eine langfristig technisch-systemisch sinnvolle Kapazitätserweiterungsstrategie verfolgt wird. Anders formuliert soll in diesem Abschnitt untersucht werden, inwiefern verschiedene (idealtypische) Regulierungsverfahren den VNB (in der Transformationsphase) bei der Aufgabe der Bedarfsplanung anreizen, einen vorausschauenden Verteilnetzausbau zu planen und umzusetzen.

3.2.1.2.1.2.1 TOTEX-Anreizregulierung

Bei einer TOTEX-Anreizregulierung wird die Aufgabe der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung definitionsgemäß nicht separat angereizt, sondern die Anreize zur Bedarfsplanung sollen sich aus dem Anreizregime für die Gesamtaufgabe des VNB ergeben.

Die zentrale Voraussetzung bei einer TOTEX-Anreizregulierung, damit der VNB einem Anreiz zu einer langfristig sinnvollen Bedarfsplanung und dabei auch Abwägung zwischen Netzausbau und Rückgriff auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus unterliegt, ist die Abgabe eines Commitments zur Aufrechterhaltung des Anreizregimes durch den Regulierer über einen sehr langen Zeitraum. Wie in dieser Arbeit bereits erläutert, wird der Regulierer im Rahmen einer TOTEX-Anreizregulierung nicht in der Lage sein, ein solches Commitment glaubhaft über einen ausreichend langen Zeitraum abzugeben.

Glaukt in der Folge der VNB nicht an ein solches Commitment, bestehen für ihn Anreize, bei der Kapazitätsplanung keine langfristig sinnvolle Netzausbastrategie zu wählen und somit auch keinen vorausschauenden Netzausbau durchzuführen. Vielmehr wird der VNB zur Unterlassung von bestimmten Investitionen angereizt, wenn die mit dem Regulierer vereinbarte Leistung trotzdem zumindest kurzfristig mit geringerem Aufwand bzw. Kosten erreicht werden kann. Liegt kein glaubhaftes langfristiges Commitment vor, bestehen für den VNB Anreize zur Kurzfristorientierung sowohl bei der Bedarfsplanung als auch bei der Erhaltung des Bestandsnetzes.

Zusätzlich können die bei einer TOTEX-Anreizregulierung auftretenden methodischen Probleme bei der Festlegung der Vergütungshöhe und der daher einzukalkulierende Sicherheitspuffer Auswirkungen auf das Investitionsverhalten und damit auch auf die Bedarfsplanung (sowie auf die Erhaltung des Bestandsnetzes) des VNB haben. Für eine Aussage, welche Anreizwirkungen dadurch tatsächlich bestehen, ist jedoch u. a. zu beachten, wie die Sicherheitspuffer bei der Vergütung des VNB ausgestaltet werden und ob diese bspw. mit in die Kalkulation der Kapitalkosten einfließen. Ferner sind in diesem Kontext noch weiterführende Gestaltungsfragen einer Regulierung wie bspw. die Ausgestaltung der Vergütung von Know-how beim VNB und deren mögliche Verknüpfung mit der Kalkulation der Kapitalkosten des VNB zu betrachten,³⁷⁴ die in dieser Arbeit jedoch nicht im Detail betrachtet wurden bzw. werden.³⁷⁵

Eine weitere Herausforderung für den Regulierer stellt die Berücksichtigung von Effekten bzw. Kosten jenseits des betrachteten Verteilnetzes und damit von Interdependenzen mit dem Gesamtstrom- bzw. Energiesystem bei der Bedarfsplanung dar. Im Rahmen einer TOTEX-Anreizregulierung müsste der Regulierer sicherstellen, dass diese Interdependenzen im Rahmen der Leistungsbeschreibung der Gesamtaufgabe des VNB berücksichtigt werden. Es erscheint jedoch unrealistisch, dass diese Interdependenzen so in hinreichendem Maße durch den Regulierer beschrieben und gemessen werden können, dass weiterhin eine hart Output-orientierte Leistungsbeschreibung der Gesamtaufgabe des VNB vorliegen würde.

Unter Berücksichtigung der vorstehend genannten Argumente kann geschlussfolgert werden, dass im Rahmen einer TOTEX-Anreizregulierung keine Anreize für den VNB für eine langfristig sinnvolle Bedarfsplanung sowie einen vorausschauenden Verteilnetzausbau vorliegen. Damit wird der VNB auch hinsichtlich der Abwägungsfrage zwischen konventionellem Verteilnetzausbau und dem Rückgriff auf einen Kapazitätsallokationsmechanismus keinen sinnvollen Anreizen unterlegen. Die relative Eignung einer TOTEX-Anreizregulierung als Regulierungsverfahren für einen VNB nimmt daher bei einer Fokussierung auf die Bedarfsplanung im Vergleich zur grundsätzlichen Einschätzung der Eignung für einen VNB aus dem vorherigen Abschnitt 3.2.1.2.1.1 noch weiter ab.

3.2.1.2.1.2.2 Differenzierte Anreizregulierung

Im Gegensatz zu einer TOTEX-Anreizregulierung kann die Bedarfsplanung bei einer Differenzierten Anreizregulierung in Reinform eine eigene, vom Regulierer adressierte Teilaufgabe darstellen.

³⁷⁴ Vgl. JENKINSON (2006, S. 146).

³⁷⁵ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 78-92 sowie 102 ff.) und BECKERS ET AL. (2016) für eine weitergehende Betrachtung.

Allerdings ist es fraglich, ob über ein (modifiziertes) Festpreis-basiertes Anreizregime überhaupt auf eine adäquate Weise Anreize für den VNB gesetzt werden können, eine sinnvolle Bedarfsplanung durchzuführen. Der Regulierer müsste zunächst das entsprechende Output-Wissen besitzen, um eine hart Output-orientierte (Leistungs-)Beschreibung für diese Teilaufgabe durchführen zu können. Ferner muss der Regulierer das Wissen bzw. die Fähigkeit zu einer ex post Messung besitzen, um zu prüfen, ob eine adäquate Leistungserbringung bei der Teilaufgabe „Bedarfsplanung“ durch den VNB erfolgt ist. Um insbesondere die Qualität der Bedarfsplanung beurteilen zu können, wird der Regulierer die Planung des VNB zumindest auf Plausibilität prüfen müssen und dabei vermutlich die zentralen Punkte der Planung nur überprüfen können, wenn er eigene Planungen bzw. Berechnungen durchführt und auf diese Weise die Planungen des VNB plausibilisiert. Für eine derartige Plausibilisierung ist daher umfangreiches Input-Wissen beim Regulierer notwendig. Folglich dürfte es dem Regulierer nicht gelingen, dem VNB über eine harte Output-orientierte Leistungsbeschreibung in Verbindung mit einem (modifizierten) Festpreis, d. h. mit einem (modifizierten) Festpreis-basiertem Anreizregime, Anreize für eine sinnvolle Bedarfsplanung zu setzen. Eine Differenzierte Anreizregulierung in Reinform (bzw. i. e. S.) ist daher bei expliziter Berücksichtigung der Aufgabe, eine langfristig sinnvolle Bedarfsplanung sowie einen vorausschauenden Verteilnetzausbau anzureizen, ebenfalls als eher ungeeignet einzuordnen.

Bei einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen wird die Bedarfsplanung sinnvollerweise ebenfalls als eine eigene Teilaufgabe definiert. Im Vergleich zur Differenzierten Anreizregulierung in Reinform (bzw. i. e. S.) besteht für den Regulierer nun jedoch die Möglichkeit, die Bedarfsplanung unter Rückgriff auf ein Monitoring nachzuvollziehen. Dabei dürfte es sich anbieten, dass der Regulierer dem VNB ex ante umfangreiche Regeln für die Bedarfsplanung und einen vorausschauenden Verteilnetzausbau vorgibt. Wie bereits erwähnt, muss für ein solches Vorgehen aufseiten des Regulierers jedoch entsprechendes Input-Wissen vorliegen bzw. aufgebaut werden, was grundsätzlich auch recht unkompliziert möglich sein sollte. Eine Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen ist bei expliziter Berücksichtigung der Aufgabe, eine langfristig sinnvolle Bedarfsplanung anzureizen, als ein geeignetes Regulierungsverfahren einzuordnen.

3.2.1.2.1.2.3 Monitoring-Regulierung

Bei einer Monitoring-Regulierung bietet es sich an, hinsichtlich der Aufgabe der Bedarfsplanung wie bei einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen vorzugehen, sodass eine Monitoring-Regulierung bei expliziter Berücksichtigung der Aufgabe, eine langfristig sinnvolle Bedarfsplanung sowie einen vorausschauenden Verteilnetzausbau anzureizen, ebenfalls als ein geeignetes Regulierungsverfahren einzuordnen ist.

3.2.1.2.1.2.4 Schlussfolgerungen / Fazit

Werden umfangreiche Kapazitätserweiterungserfordernisse und die Notwendigkeit eines vorausschauenden Verteilnetzausbaus bei Stromverteilnetzen (explizit) mitberücksichtigt, nimmt die relative Eignung einer TOTEX-Anreizregulierung weiter ab. Bei einer Differenzierten Anreizregulierung sowie einer Monitoring-Regulierung kann und sollte die Bedarfsplanung vom Regulierer als eine separate Teilaufgabe definiert werden. Hinsichtlich der Eignung von idealtypischen

Regulierungsverfahren für einen VNB bleibt damit festzuhalten, dass eine differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen (oder alternativ eine Monitoring-Regulierung) als am geeignetsten einzustufen ist, um einen vorausschauenden Verteilnetzausbau anzureizen.

3.2.1.2.2 Ausgestaltung der (öffentlichen) Bedarfsplanung im Rahmen der Regulierung im Speziellen

In den beiden vorherigen Abschnitten wurde die Eignung von Regulierungsverfahren für einen VNB untersucht. Ein zentrales Ergebnis dieser Betrachtung ist, dass eine Anreizsetzung für eine langfristige sinnvolle Bedarfsplanung sowie einen vorausschauenden Verteilnetzausbau nur möglich ist, wenn die Aufgabe der Bedarfsplanung sowohl als eigene Teilaufgabe im Rahmen der Regulierung betrachtet als auch durch den Regulierer nachvollzogen bzw. geprüft wird. Zusätzlich sollte der Regulierer sinnvollerweise ex ante Vorgaben z. B. zum Umfang der Bedarfsplanung, hinsichtlich der zu treffenden Annahmen, der zu betrachtenden Szenarien oder des anzusetzenden Zeitraums machen. Für die umfangreiche Involvierung des Regulierers in die Bedarfsplanung hat bei diesem entsprechendes (Input-)Wissen vorzuliegen bzw. ist aufzubauen. Aufgrund der umfangreichen Involvierung des Regulierers und Mitwirkung bei Entscheidungen im Bereich der Bedarfsplanung wird ein solches Vorgehen folgend in dieser Arbeit als „öffentliche Bedarfsplanung“ bezeichnet.

Bisher wurde in dieser Arbeit nur argumentiert, wieso eine solche öffentliche Bedarfsplanung vorteilhaft ist und dabei vernachlässigt, wie eine öffentliche Bedarfsplanung ausgestaltet werden könnte. In diesem Abschnitt sollen daher Grundzüge einer möglichen Ausgestaltung einer öffentlichen Bedarfsplanung kurz skizziert werden, wobei unterstellt wird, dass eine differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen vorliegt.

Eine Randlösung für die Ausgestaltung einer öffentlichen Bedarfsplanung könnte zunächst darin bestehen, dass der Regulierer die Bedarfsplanung selbst durchführt und damit dem VNB diese Aufgabe vollständig abnimmt. Die Aufgabe des VNB würde sich bei dieser Ausgestaltung vor allem darauf beziehen, dem Regulierer die notwendigen Daten und Informationen zukommen zu lassen. Gleichzeitig müsste der Regulierer sehr umfangreiches und zusätzliches (Input-)Wissen aufbauen, da bei dieser Lösung nicht nur das Wissen für die Prüfung der Bedarfsplanung des VNB, sondern auch das Wissen benötigt wird, um eine Bedarfsplanung vollständig selbst durchführen zu können. Alternativ könnte der Regulierer die Aufgabe der Erstellung der Bedarfsplanung auch an einen Dritten wie bspw. Beratungsunternehmen mit entsprechendem Wissen vergeben. Da die Aufgabe der Bedarfsplanung jedoch eine eher kontinuierliche bzw. in relativ kurzen Abständen wiederkehrende Aufgabe darstellt, erscheint ein solches Vorgehen nicht vorzugswürdig. Zusätzlich dürfte bei der Bedarfsplanung – wenn vermutlich auch nur im begrenzten Umfang – (implizites) Wissen zu berücksichtigen sein, welches vorwiegend beim VNB vorliegt und vermutlich nur bedingt übertragbar ist. Vor allem aufgrund der unterschiedlichen Wissensstände beim Regulierer und VNB erscheint somit die Lösung einer vollständigen (Eigen-)Erstellung der Bedarfsplanung durch den Regulierer zwar grundsätzlich denkbar, dürfte jedoch eher keine vorzugswürdige Lösung sein.

Im Folgenden soll daher sehr kurz und in Grundzügen betrachtet werden, wie eine sinnvolle Aufgabenteilung zwischen Regulierer und VNB bei einer öffentlichen Bedarfsplanung aussehen könnte.

3.2.1.2.2.1 Szenariorahmen für die Bedarfsplanung

Im ersten Schritt wäre in einer Art Szenariorahmen festzulegen, welche Zeiträume überhaupt zu betrachten sind und welche Annahmen hinsichtlich der Erzeugungs- und Nachfrageseite grundsätzlich anzusetzen sind. Dazu gehören bspw. die Einflussgrößen für die zukünftig zu erwartende Entwicklung sowie Vorgaben für die zugehörigen Sensitivitätsbetrachtungen und damit die zu betrachtenden Szenarien. Hierbei sind auch weitere Sektoren wie bspw. der Wärme- sowie der Verkehrssektor und die dort zu erwartenden Entwicklungen zwingend zu beachten. Ferner ist durch den Regulierer die Koordination der Verteilnetze mit den Planungen auf vorgelagerten Netzebenen sowie dem zentralen Stromsystem sicherzustellen. Dabei ist u. a. festzulegen, in welchem Umfang es neuen Lasten ermöglicht werden soll, den Strom dann nachzufragen, wenn dieser im zentralen Stromsystem ausreichend zur Verfügung steht sowie günstig zu beziehen ist, sodass neue Lasten somit letztlich einen Beitrag zum Ausgleich der dargebotsabhängigen Stromerzeugung im zukünftigen Energiesystem leisten können.

Der abgestimmte Szenariorahmen sollte in regelmäßigen Abständen auf einen möglichen Änderungs- bzw. Anpassungsbedarf geprüft werden.

3.2.1.2.2.2 Ermittlung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs

Der (abgestimmte) Szenariorahmen stellt die Grundlage für die eigentlichen Analysen des VNB zum zukünftigen Kapazitätsbedarf dar. Der VNB hat unter Berücksichtigung der Vorgaben des Regulierers eine detaillierte Bedarfsplanung und darauf aufbauend eine Kapazitätsausbauplanung zu erstellen, aus der hervorgeht, zu welchen Zeitpunkten bestimmte (Kapazitätserweiterungs-)Investitionen geplant sind und wie damit ein vorausschauender Verteilnetzausbau sichergestellt werden kann. Dabei hat der VNB auch zu erläutern und zu begründen, an welchen Stellen im Verteilnetz und für welchen Zeitraum Kapazitätsallokationsmechanismen (oder sonstige – nicht in dieser Arbeit – betrachtete Maßnahmen) anstelle eines (sofortigen) Netzausbaus genutzt werden sollen. Diese Planung des VNB ist dem Regulierer vorzulegen. Der Regulierer sollte Eingriffs- und Widerspruchsrechte besitzen und somit das Recht haben, die vorgelegte Planung zu prüfen und ggf. vertiefende Betrachtungen einzufordern und Anpassungen an der Planung vorzunehmen bzw. vornehmen zu lassen. Für die Überprüfung sollte der Regulierer zunächst eigenes Wissen aufbauen, kann allerdings auch externes Wissen einbeziehen (z. B. durch den Einbezug von Beratungsunternehmen). Im Übrigen ist auch zu überlegen, ob der Regulierer bereits vorab ein „Standardvorgehen“ für typische Netzkonstellationen definiert und damit den Aufwand des Planungsprozesses verringert.

Für die Umsetzung der vom Regulierer geprüften Bedarfsplanung ist dann wieder der VNB verantwortlich, wobei der Fortschritt bei der Umsetzung dem Regulierer darzulegen ist und somit vom Regulierer überwacht werden kann. Die Bedarfsplanung sollte regelmäßig wiederholt und dabei auch geprüft werden, ob umfangreicher Änderungsbedarf vorliegt, der eine (teilweise) Neuberechnung notwendig macht.

3.2.1.2.2.3 Einbezug lokaler Stakeholder

Ein Einbezug von lokalen Stakeholdern ist beim bisher beschriebenen Planungsprozess an verschiedenen Stellen denkbar. Im Fall von größeren Nachfragern wie z. B. bei Industrieunternehmen kann sich unter

Umständen auch eine individuelle Absprache über den zukünftigen Netzkapazitätsbedarf anbieten. Der Einbezug lokaler Stakeholder kann einerseits hilfreich sein, da diese ggf. lokales Wissen besitzen, welches für die Bedarfsplanung hilfreich sein kann. Andererseits profitieren auch die Nachfrager, wenn das Ergebnis der Bedarfsplanung inkl. Darlegung einzelner Netzausbaumaßnahmen veröffentlicht wird, weil es eine wertvolle Informationsfunktion für Nachfrager darstellt, die bspw. Investitionen in neue Lasten wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge planen.

3.2.1.2.3 Fazit

Im Abschnitt 3.2.1.2 wurde die Eignung von Regulierungsverfahren für einen VNB mit Fokus auf die Bedarfsplanung untersucht. Bei einer TOTEX-Anreizregulierung, deren Anreizregime stets auf die Gesamtaufgabe des VNB abstellt, lassen sich Anreize für den VNB zu einer langfristig sinnvollen Bedarfsplanung und einen vorausschauenden Verteilnetzausbau nicht etablieren. Ursächlich hierfür ist vor allem das Commitment-Problem im Kontext der hohen Kapitalintensität sowie der langen Lebensdauern der wertmäßig bedeutsamen Anlagegüter, wodurch letztlich eher eine Kurzfristorientierung bei der Bedarfsplanung (sowie bei der Erhaltung des Bestandsnetzes) und eine (kurzfristige) Unterlassung von Investitionen angereizt wird, was auch zulasten der Substanzqualität geht. Die relativen Nachteile einer TOTEX-Anreizregulierung nehmen damit bei einer expliziten Berücksichtigung der Notwendigkeit einer langfristigen Bedarfsplanung bzw. eines vorausschauenden Netzausbaus weiter zu, sodass eine TOTEX-Anreizregulierung als Regulierungsverfahren für einen VNB als grundsätzlich ungeeignet einzuordnen ist.

Bei einer Differenzierten Anreizregulierung sowie einer Monitoring-Regulierung hingegen kann die Bedarfsplanung vom Regulierer als eine separate Teilaufgabe definiert werden, was das Etablieren von passgenauen Anreizen ermöglicht. Bei einer Differenzierten Anreizregulierung bestehen für diese Teilaufgabe jedoch vermutlich Kontrahierungsprobleme aufgrund einer nicht ausreichenden „harten“ Beschreib- und vor allem Messbarkeit. Ferner dürfte für den Regulierer eine adäquate Überprüfung der Bedarfsplanung des VNB nur unter Rückgriff auf Input-Wissen möglich sein. Letztlich bietet sich daher ein Monitoring für die Teilaufgabe der Bedarfsplanung an, was im Rahmen einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen und einer Monitoring-Regulierung möglich ist. Dabei ist erwartbar, dass der Regulierer das notwendige (Input-)Wissen besitzt oder dieses recht unkompliziert aufbauen kann. Bei einer Gesamtbetrachtung der Eignung von idealtypischen Regulierungsverfahren für einen VNB ist schlussendlich festzuhalten, dass für die Regulierung eines VNB eine Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen (oder alternativ eine Monitoring-Regulierung) in Relation zu den anderen betrachteten idealtypischen Regulierungsverfahren die geringsten Defizite aufweist.

Ein weiteres zentrales Ergebnis ist, dass eine Anreizsetzung für eine langfristig sinnvolle Bedarfsplanung bei einem VNB nur möglich ist, wenn die Aufgabe der Bedarfsplanung sowohl als eigene Teilaufgabe im Rahmen der Regulierung betrachtet als auch durch den Regulierer nachvollzogen bzw. geprüft wird. Ein sinnvolles Vorgehen für die Umsetzung einer öffentlichen Bedarfsplanung scheint die Erstellung einer Bedarfsplanung durch den VNB zu sein, wobei verschiedene Vorgaben durch den Regulierer erfolgen sollten und diesem auch (umfangreiche) Überprüfungsrechte sowohl bezüglich des zugrunde liegenden Szenariorahmens als auch bei der eigentlichen Bedarfsplanung einzuräumen sind. Ferner dürfte es sich auch anbieten, lokale Stakeholder

mit in den Planungsprozess einzubeziehen. Aufgrund der eher rudimentären Auseinandersetzung mit den Gestaltungsmöglichkeiten einer öffentlichen Bedarfsplanung in dieser Arbeit besteht hier weiterer Forschungsbedarf.

3.2.2 Analyse mit Bezug zu mehreren (gewinnorientierten) Verteilnetzbetreibern (im Zwei-Ebenen-System)

Bei den bisherigen Analysen im Abschnitt 3.2.1 wurde die Eignung von Regulierungsverfahren für ein einzelnes Verteilnetzgebiet bzw. einen einzelnen VNB betrachtet. Diese Annahme wird nun bei den Betrachtungen in diesem Abschnitt aufgelöst und es wird angenommen, dass mehrere Verteilnetzgebiete existieren, in denen jeweils ein VNB tätig ist. Anstatt eines Ein-Ebenen-Systems wird damit gleichzeitig ein Mehrebenensystem unterstellt. Konkret betrachtet wird aus Vereinfachungsgründen eine Konstellation mit einem Zwei-Ebenen-System mit mehreren Verteilnetzgebieten auf der dezentralen Ebene. Die Auflösung der vorherigen Annahmen erfolgt somit analog zum Vorgehen in Kapitel 2, wo in Abschnitt 2.2.3. die Gestaltung eines Mechanismus zur Kapazitätsallokation in einem Zwei-Ebenen-System untersucht wurde. Die Ausführungen in diesem Abschnitt entsprechen dabei teilweise der grundsätzlichen Argumentation aus Abschnitt 2.2.3, weshalb nicht sämtliche Argumente noch einmal ausführlich beschrieben und erläutert werden.

Im Fokus der Untersuchung wird die Frage der Verortung von Entscheidungsrechten (auf den beiden Ebenen) und die Eignung der Regulierungsverfahren für VNB in einem Zwei-Ebenen-System stehen. Dafür werden in Abschnitt 3.2.2.1 zunächst kurz zusätzliche Herausforderungen an Regulierungsverfahren in einem Zwei-Ebenen-System sowie Gründe für die Zentralisierung von Entscheidungskompetenzen bzw. Gründe für zentrale Vorgaben bei einer Regulierung von VNB diskutiert. Anschließend werden in Abschnitt 3.2.2.2 die bisher in Abschnitt 3.2.1 betrachteten Regulierungsverfahren für VNB kurz hinsichtlich ihrer Eignung bei der Annahme eines Zwei-Ebenen-Systems diskutiert. Der Abschnitt 3.2.2 endet mit einem kurzen Fazit in Abschnitt 3.2.2.3.

3.2.2.1 Zusätzliche Herausforderungen bei der Gestaltung einer Regulierung von VNB in einem Mehrebenensystem und Gründe für eine Zentralisierung von Regulierungskompetenzen bzw. zentrale Vorgaben

Wie bereits einführend kurz erwähnt, wird in der vorliegenden Konstellation im Zwei-Ebenen-System angenommen, dass auf der dezentralen Ebene mehrere Verteilnetzgebiete verortet sind, in denen jeweils ein VNB tätig ist. Für diese Verteilnetzgebiete kann unterstellt werden, dass eine gewisse Heterogenität vorliegt. Diese kann zunächst u. a. durch unterschiedliche Charakteristika der Versorgungsaufgaben wie die Versorgungsdichte (bspw. ländliches oder städtisches Gebiet), der Struktur der Nachfrager (z. B. der Anteil von Haushalten oder Industrie), sozio-ökonomische Unterschiede oder den Anteil von lokaler EE-Erzeugung bestimmt sein. Außerdem können sich auch die Präferenzen der Nachfrager zwischen den verschiedenen Verteilnetzgebieten unterscheiden.

Für die vorliegende Konstellation im Zwei-Ebenen-System besteht zunächst die Option, dass für jedes Verteilnetzgebiet bzw. jeden VNB ein eigener Regulierer eingesetzt wird. In diesem Fall würde weiterhin die gleiche Beziehung zwischen VNB und Regulierer bestehen, wie sie im Abschnitt 3.2.1 unterstellt wurde. Allerdings liegen verschiedene Gründe vor, die gegen eine solche Gestaltung der Regulierung

und für eine (gewisse) Zentralisierung von Entscheidungskompetenzen bei der Regulierung bzw. für zentrale Vorgaben in einem Zwei-Ebenen-System sprechen. So können durch die Verankerung zentraler Vorgaben und den Rückgriff auf einen zentralen Regulierer, der für die Regulierung sämtlicher Verteilnetzgebiete bzw. VNB zuständig ist, zunächst Synergieeffekte beim Wissensbedarf für das Regeldesign und bei der eigentlichen Durchführung der Regulierung gehoben werden, da nicht jeder lokale Regulierer eigenständig entsprechendes Wissen aufbauen muss. Zusätzlich sollten bei einer (gewissen) Zentralisierung ebenfalls Synergieeffekte beim Wissensbedarf bei weiteren Akteuren wie bspw. Gerichten vorliegen, die regelmäßig bei Streitfragen zwischen VNB und Regulierer angerufen werden. Ferner dürfte bei einem zentralen Regulierer die Gefahr von lokalem Opportunismus (bspw. durch sogenanntes „regulatory capture“³⁷⁶) reduziert sein.³⁷⁷

Allerdings geht die Verankerung von Entscheidungsrechten auf der zentralen Ebene bzw. gehen zentrale Vorgaben im Rahmen der Regulierung nicht ausschließlich mit Vorteilen einher, da umfangreiche zentrale Vorgaben bei vorliegender Heterogenität zwischen den einzelnen Verteilnetzgebieten auf der dezentralen Ebene zumindest in einigen der dezentralen Verteilnetzgebieten zu nicht oder nur begrenzt passenden Lösungen führen können. Folglich können ggf. notwendiges dezentrales Wissen oder dezentrale Präferenzen bei einigen Verteilnetzgebieten nur unzureichend im Rahmen der Regulierung berücksichtigt werden. Trotz dieser Gegenargumente sollten letztlich die Vorteile einer gewissen Zentralisierung bei einer Regulierung von VNB überwiegen, sodass folgend davon ausgegangen wird, dass ein zentraler Regulierer existiert, der für die Regulierung und damit auch die Bedarfsplanung von sämtlichen dezentralen Verteilnetzgebieten bzw. VNB zuständig ist.

3.2.2.2 Eignung der Regulierungsverfahren in einem Zwei-Ebenen-System

In diesem Abschnitt wird die kurz auf die Eignung der bisher in dieser Arbeit betrachteten Regulierungsverfahren in einem Zwei-Ebenen-System eingegangen, wobei – wie bereits zum Ende des vorstehenden Abschnitts beschrieben – eine Konstellation unterstellt wird, bei der ein zentraler Regulierer für die Regulierung aller VNB in den jeweiligen dezentralen Verteilnetzgebieten zuständig ist. Ein Fokus in diesem Abschnitt wird dabei erneut auf der Bedarfsplanung liegen und es werden nicht sämtliche Argumente aus der Betrachtung im Ein-Ebenen-System wiederholt, sondern vielmehr nur auf Änderungen eingegangen.

Bei einer TOTEX-Anreizregulierung für VNB bestehen auch weiterhin die bereits mit Bezug zu einem VNB in Abschnitt 3.2.1 diskutierten erheblichen Nachteile im Allgemeinen und mit Bezug zur Bedarfsplanung im Speziellen. In einem Zwei-Ebenen-System und mit Bezug zu mehreren VNB dürften zusätzlich die methodischen Probleme bei der Festlegung des Vergütungsniveaus aufgrund der vorliegenden Heterogenität zwischen den Verteilnetzgebieten weiter zunehmen, sodass in der Folge die Notwendigkeit eines noch höheren Sicherheitspuffers besteht.

Bei einer Differenzierten Anreizregulierung in Reinform bestehen auch weiterhin Probleme, den VNB sinnvolle Anreize im Bereich der Bedarfsplanung über eine harte Output-orientierte

³⁷⁶ Vgl. LAFFONT / TIROLE (1991) für eine Definition des Begriffs.

³⁷⁷ Vgl. hierzu BECKERS / BIESCHKE / WEIß (2018, S. 24–27).

Leistungsbeschreibung in Verbindung mit einem (modifizierten) Festpreis, d. h. mit einem (modifiziertem) Festpreis-basiertem Anreizregime zu setzen, sodass eine Differenzierte Anreizregulierung in Reinform für VNB ebenfalls weiterhin als eher ungeeignet einzuordnen ist.

Bei einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen besteht die grundsätzliche und bereits in Abschnitt 3.2.1.2 beschriebene Herausforderung, das notwendige Input-Wissen aufzubauen, um eine sinnvolle öffentliche Bedarfsplanung durchführen bzw. die Planungsaktivitäten des VNB überwachen zu können. Bei einer Anwendung auf mehrere VNB durch einen zentralen Regulierer steigt die Anforderung an den Regulierer, das notwendige Input-Wissen aufzubauen und dabei die unterschiedlichen Situationen („vor Ort“) aufgrund der vorliegenden Heterogenität zwischen den Verteilnetzgebieten adäquat zu berücksichtigen. Aufgrund der Vielzahl an Verteilnetzgebieten ist zusätzlich essentiell, dass der Regulierer eine ausreichende Ressourcenausstattung erhält. Im Übrigen ist zu erwarten, dass durch eine gewisse Standardisierung des Prozesses der öffentlichen Bedarfsplanung Synergieeffekte beim Wissensaufbau aufseiten des Regulierers gehoben werden können. Trotz der beschriebenen zusätzlichen Anforderungen bei einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen ist bei einer relativen Betrachtung zu den bisher betrachteten Regulierungsverfahren eine Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen weiterhin als vorzugswürdiges Regulierungsverfahren für VNB einzuordnen.

Bei einer Monitoring-Regulierung bestehen die gleichen zusätzlichen Herausforderungen wie bei einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen, sodass sich im Zwei-Ebenen-System die relative Eignung gegenüber einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen im Vergleich zum Ein-Ebenen-System nicht merklich ändert.

3.2.2.3 Fazit

In einem Zwei-Ebenen-System, in dem sich auf der dezentralen Ebene mehrere Verteilnetzgebiete befinden, in denen jeweils ein VNB tätig ist und die eine gewisse Heterogenität aufweisen, bestehen zusätzliche Gestaltungsfragen für eine Regulierung. Grundsätzlich überwiegen die Vorteile, die mit umfangreichen zentralen Vorgaben und der überwiegenden Verortung von Regulierungskompetenzen auf der zentralen Ebene einhergehen. In der Folge geht die Etablierung eines zentralen Regulierers mit Vorteilen im Vergleich zu einem (individuellen) Regulierer für jedes Verteilnetzgebiet einher. Allerdings ist bei der Etablierung von zentralen Vorgaben stets zu beachten, wie in ausreichendem Maße dezentrales Wissen und lokale Präferenzen im Rahmen der Regulierung berücksichtigt werden können.

Ein Zwei-Ebenen-System stellt zusätzliche Herausforderungen an die Gestaltung der Regulierung und kann damit potentiell die relative Eignung von Regulierungsverfahren für VNB beeinflussen. Bei einer TOTEX-Anreizregulierung bestehen weiterhin die bereits im Ein-Ebenen-System beschriebenen erheblichen Nachteile und es kommen im Zwei-Ebenen-System aufgrund der Heterogenität der Verteilnetzgebiete vor allem noch zusätzliche methodische Probleme hinzu, sodass eine TOTEX-Anreizregulierung weiterhin als ungeeignet für die Regulierung von VNB einzuordnen ist. Auch bei einer Differenzierten Anreizregulierung in Reinform bestehen weiterhin die mit Bezug zu einem Ein-Ebenen-System dargestellten Probleme, sodass dieses Regulierungsverfahren ebenfalls als eher ungeeignet einzuordnen ist. Die wesentliche Herausforderung bei einer

Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen stellt der ausreichende Aufbau von Input-Wissen dar, welcher durch die Heterogenität und die Anzahl der Verteilnetzgebiete erschwert wird. Gleiches gilt auch für eine Monitoring-Regulierung, welche sich in einem Zwei-Ebenen-System in ihrer relativen Eignung gegenüber einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen im Vergleich zum vorher unterstellten Ein-Ebenen-System nicht merklich unterscheidet. Letztlich dürfte somit eine Differenzierte Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen, bei der für die Teilaufgabe der Bedarfsplanung Monitoring-Elemente zum Einsatz kommen (oder alternativ eine Monitoring-Regulierung), die vorzugswürdige Lösung für die Regulierung von VNB darstellen. Allerdings sind bei dieser Aussage die in diesem Kapitel getroffenen Annahmen zu beachten, mit denen verschiedene Aspekte und Einflussfaktoren auf die Gestaltung von Regulierungsverfahren für VNB ausgeklammert worden sind. In diesem Kontext wird in Kasten 3 kurz auf weiterführende Aspekte und Einflussfaktoren bzgl. der Regulierung von VNB (insbesondere in einem Zwei-Ebenen-System) eingegangen.

Für die Betrachtungen zur Regulierung in diesem Kapitel wurden diverse Annahmen getroffen und somit relevante Einflussgrößen ausgeklammert.³⁷⁸ In diesem Kasten soll kurz auf einige weitere Einflussgrößen auf die Gestaltung der Regulierung von VNB eingegangen werden, wobei keine umfassende Betrachtung erfolgt, sondern es sollen vielmehr nur kurz selektiv einige Wirkungszusammenhänge skizziert werden.

Die erste relevante Einflussgröße stellt die Eigentümerschaft der VNB dar. In dieser Arbeit wurde bisher eine private Eigentümerschaft bei den VNB und damit eine kurzfristige Gewinnorientierung als Zielsystem unterstellt. Davon abweichend können sich VNB in Eigentümerschaft einer öffentlichen Gebietskörperschaft befinden und von dieser ganz unterschiedliche Zielsysteme vorgegeben bekommen.³⁷⁹ Das vorgegebene Zielsystem stellt dabei einen zentralen Einflussfaktor auf das Verhalten der Unternehmen bspw. hinsichtlich der Ausbauplanung oder Instandhaltungsstrategie dar.³⁸⁰ Gleichzeitig wird das vorgegebene Zielsystem auch beeinflussen, wie ein VNB auf die Anreize aus der Regulierung reagiert. Es ist z. B. denkbar, dass eine öffentliche Gebietskörperschaft dem eigenen VNB ein Zielsystem vorgibt, welches an den Nachfragerinteressen ausgerichtet ist. In der Folge könnte argumentiert werden, dass für ein solches Unternehmen keine (externe) Regulierung mehr notwendig wäre. Es ist jedoch zu beachten, dass einerseits die lokalen Nachfragerinteressen nicht zwingend mit den Nachfragerinteressen jenseits des einzelnen Verteilnetzgebietes und damit dem Gesamtsystem korrespondieren müssen und andererseits könnte eine zentrale Regulierung einen Beitrag zum Wissensmanagement für dezentrale Akteure beisteuern. Es gibt also auch bei der Betrachtung von VNB mit einem von der kurzfristigen Gewinnorientierung abweichenden Zielsystem gute Gründe für eine (zentrale) Regulierung der VNB. Eine zu diskutierende Fragestellung ist damit die Differenzierung einer Regulierung nach der Eigentümerschaft der VNB und die damit einhergehend die weiterführende Ausgestaltung einer solchen Regulierung für „öffentliche“ VNB.

Eng verknüpft mit der Frage der Eigentümerschaft bei VNB sind Konzessionen für Stromverteilnetze, die jeweils durch die dezentralen öffentlichen Gebietskörperschaften (bspw. die Kommunen) vergeben werden und das Recht beinhalten, innerhalb des Gebiets der dezentralen Gebietskörperschaft das

³⁷⁸ Vgl. insbesondere Abschnitt 3.2.1.1.1.

³⁷⁹ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 218–220).

³⁸⁰ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 217–231) für eine grundlegende Diskussion der Vor- und Nachteile von öffentlicher und privater Eigentümerschaft bei ÜNB.

Stromverteilnetz zu betreiben. Bei entsprechender Ausgestaltung des Konzessionsregimes können Konzessionen auch als Möglichkeit bzw. dem Recht für dezentrale öffentliche Gebietskörperschaften zur Verortung von sogenannten Ewigkeitsrechten an den Stromverteilnetzen gesehen werden. Hierfür ist allerdings eine entsprechende Gestaltung des Konzessionsregime notwendig. Als Beispiele seien hier eine Laufzeitbegrenzung oder eine angemessene Endschaftsklausel genannt, die nicht alle zukünftigen wirtschaftlichen Vorteile, deren Höhe im Übrigen wesentlich durch die Regulierung der VNB bestimmt wird, dem derzeitigen Konzessionär zuweist. Gleichzeitig ist zu beachten, dass zentrale Regeln für die Vergabe der Konzession nicht dazu führen sollten, dass die Kommunen zu stark bei der Vergabeentscheidung eingeschränkt werden. Dies betrifft z. B. auch das Recht zwischen einer Eigenerstellung („make“) oder einer Vergabe an Dritte („buy“) zu wählen sowie die Kriterien der Vergabe in einem gewissen Umfang selbst festzulegen.

Wenn im Übrigen über das Ergebnis der einzelnen Konzessionsvergaben der Gebietszuschnitt der Verteilnetzgebiete erfolgt und außerdem die (zentrale) Vorgabe besteht, für das Versorgungsgebiet eines VNB einheitliche Netzentgelte festzulegen („einheitliches Preisblatt“), werden über die Konzessionsvergabe ebenfalls die Gebiete definiert, in denen die Kosten des Verteilnetzbetriebs kollektiv zu tragen sind. Dies kann wiederum Rückwirkungen auf Auswahlentscheidungen bei der Konzessionsvergabe haben und u. a. zu einem sogenannten „Rosinenpicken“ führen, bei dem sich einzelne Gebiete mit einer günstigen Versorgungsstruktur bzw. damit einhergehenden günstigen Kostenstrukturen aus größeren Verteilnetzgebieten „herausbrechen“, um zukünftig günstigere Netzentgelte ausweisen zu können. Neben zusätzlichen (Transaktions-)Kosten für solche Transaktionen sind damit erhebliche Verteilungsfragen zwischen Nachfragern verbunden und außerdem besteht im Kontext von vorliegenden Skalen- und Dichteeffekten beim Stromverteilnetzbetrieb die Gefahr, dass es zu einer Bildung ineffizienter Größen bei Stromverteilnetzen kommt. Insofern ist zu beachten, dass das Recht zur Konzessionsvergabe für dezentrale öffentliche Gebietskörperschaften (bei einer schlechten Ausgestaltung) durchaus mit Nachteilen einhergehen kann. Allerdings könnten bspw. Probleme durch ineffiziente Größen der Versorgungsgebiete durch sogenannte „Betriebsführungsmodelle“ abgemildert werden, da Skalen- und Dichteeffekte bei Stromverteilnetzen überwiegend bei den Aufgaben der Betriebsführung / Betrieb und dem Anlagenmanagement auftreten. Auch könnten einheitliche Netzentgelte auf der Ebene der Stromverteilnetze das Problem des Rosinenpickens beheben. Allerdings ist zu beachten, dass damit teilweise die „lokale Kontrolle“ (durch dezentrale Akteure wie bspw. Kommunen) entfällt, möglichst günstige Netzentgelte im eigenen Versorgungsgebiet aufzuweisen, was im Kontext einer (stets) suboptimalen Ausgestaltung der Regulierung der VNB durchaus einen relevanten Nachteil darstellen kann.³⁸¹

³⁸¹ In diesem Kontext kann darauf verwiesen werden, dass die BNetzA über die sogenannte „Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ eine „faire Verteilung“ von Netzentgelten anstrebt und vor allem Netzgebiete mit hohen Kosten insbesondere infolge des Ausbaus von Windenergieanlagen entlastet werden sollen. Die Ermittlung besonders belasteter Netzgebiete, die dann über den Wälzungsmechanismus der Festlegung einen Teil ihrer Mehrkosten verteilen dürfen, erfolgt dabei kennzahlenbasiert anhand der ans Netz angeschlossenen Erneuerbaren Erzeugungsleistung. Vgl. hierzu die Internetseite der BNetzA, angerufen am 27.11.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/st art.html.

Das Vorgehen der BNetzA ist als grundsätzlich sinnvoll einzustufen, da bei einer sinnvollen Ausgestaltung eines solchen kennzahlenbasierten Mechanismus geringere Fehlanreize auftreten als bei einer kostenbasierten Ermittlung für den teilweisen oder vollständigem Ausgleich von Netzentgelten zwischen verschiedenen Verteilnetzgebieten.

In dieser Arbeit sollen die vorstehend nur sehr kurz angerissenen Themen weder vertieft noch mögliche Lösungsoptionen aufgezeigt werden. Vielmehr sollen die Ausführungen in diesem Kasten einen ersten Einblick über die Zusammenhänge und Interdependenzen zwischen verschiedenen Gestaltungsfragen im Bereich der Stromverteilnetze sowie zu weiteren dezentralen Infrastrukturbereichen wie bspw. der Wärmeversorgung geben. Außerdem soll damit die Notwendigkeit aufgezeigt werden, die Regulierung der VNB integriert mit weiteren Gestaltungsbereichen wie bspw. Konzessionen oder Netzentgelten bei Stromverteilnetzen zu gestalten.³⁸²

**Kasten 3: Weitere Einflussfaktoren und Gestaltungsfragen bei
Regulierungsverfahren für VNB**

3.3 Regulierung von Verteilnetzbetreibern mit Fokus auf die institutionelle Ausgestaltung der Bedarfsplanung: Status quo (Darstellung, Einordnung und Kritik) sowie Handlungsempfehlungen

Nachdem im vorherigen Abschnitt abstrakt normativ die Eignung von Regulierungsverfahren für VNB mit speziellem Fokus auf die Bedarfsplanung (als Teil der Kapazitätsausbauplanung) und hinsichtlich der Anreizwirkung für einen vorausschauenden Verteilnetzausbau untersucht wurde, erfolgt in diesem Abschnitt nun eine Darstellung, Einordnung und Kritik der Regulierung für VNB im Status quo in Deutschland. Dabei gilt weiterhin der in Abschnitt 3.2.1.1.1 beschriebene Betrachtungsfokus, sodass die dort und die im vorstehenden Kasten 3 dargestellten weiteren Einflussfaktoren ausgeklammert oder nur am Rande mitbetrachtet werden. Im folgenden Abschnitt 3.3.1 erfolgt dazu eine kurze Darstellung der derzeitigen Regulierung von VNB. Anschließend wird in Abschnitt 3.3.2 die bestehende Regulierung kurz eingeordnet und kritisiert. Im abschließenden Abschnitt 3.3.3 werden Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung der Regulierung abgeleitet.

Sowohl bei der Darstellung als auch der Einordnung sowie der Kritik der derzeitigen Regulierung von VNB in den folgenden Abschnitten wird sich auf die wesentlichen Kernpunkte fokussiert. Auf eine vollständige Darstellung, d. h. eine Beschreibung aller Details der aktuellen Regulierung wird daher verzichtet. Auch bei der Einordnung und der Kritik der bestehenden Regulierung werden nicht alle Details thematisiert, sondern es soll vielmehr auf die zentralen Elemente und die grundsätzliche Wirkungsweise im Allgemeinen sowie auf die Gestaltung der Bedarfsplanung und Anreizwirkung für einen vorausschauenden Verteilnetzausbau im Speziellen eingegangen werden.³⁸³

3.3.1 Darstellung

3.3.1.1 Einführung und historische Entwicklung der Anreizregulierung in Deutschland

Mit der sogenannten „Anreizregulierung“ werden in Deutschland seit dem 1. Januar 2009 u. a. die Stromverteilnetzbetreiber reguliert. Die Anreizregulierung hat das vorher geltende sogenannte

³⁸² Vgl. hierzu auch BECKERS ET AL. (2017, S. 40–73).

³⁸³ In diesem Abschnitt 3.3 sind Entwicklungen bis zum 15. Januar 2024 berücksichtigt. Die aktuellen Überlegungen der BNetzA zu möglichen Anpassungen an der Regulierung der VNB, die seitens der BNetzA am 18. Januar 2024 im Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“ veröffentlicht wurden (Vgl. BNetzA (2024)), werden daher bei den folgenden Betrachtungen nicht oder nur selektiv bzw. am Rande berücksichtigt.

„System der Kostenkontrolle“, welches vor allem in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) verankert war und nach Systematisierung dieser Arbeit als eine Variante einer Monitoring-Regulierung eingeordnet werden kann, abgelöst. Die Anreizregulierung basiert dabei im Wesentlichen weiterhin auf der StromNEV und zusätzlich auf der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Für die Durchführung der Regulierung der 866 VNB in Deutschland ist die BNetzA zuständig.³⁸⁴

Das grundlegende Ziel der BNetzA bei der Einführung der damaligen Anreizregulierung war laut eigener Aussage vor allem eine höhere Effizienz der VNB und eine direkte Kostensenkung für die Nachfrager zu erreichen. Das zentrale Element der neu eingeführten Anreizregulierung war dabei laut BNetzA ein ökonomischer Effizienzvergleich, durch den die VNB angereizt werden sollten, ihre Effizienz zu steigern. Nach Aussage der BNetzA sollte die Anreizregulierung so gestaltet werden, dass durch eine Entkopplung von Kosten und Erlösen innerhalb einer Regulierungsperiode für die VNB die Möglichkeit besteht, höhere Gewinne zu erwirtschaften, wenn sie ihre eigenen Kosten senken. Die BNetzA erhoffte sich über ein solches Vorgehen, welches sie selbst als „Budget-Prinzip“ bezeichnet, Kostensenkungspotentiale realisieren zu können, die sich nach eigener Einschätzung mit dem vorher etablierten System der Kostenkontrolle nicht erreicht hatten.³⁸⁵

Nach Darstellung der BNetzA sollte die Einführung der Anreizregulierung außerdem dazu beitragen, die Effizienzunterschiede zwischen den VNB innerhalb von sechs bis acht Jahren zu verringern und somit anschließend durch einen Übergang zu einem „Vergleichswettbewerb“ (Yardstick-Competition)³⁸⁶ die „größtmögliche Wettbewerbsnähe“ bei der Regulierung zu ermöglichen.³⁸⁷ Da sich die Anreizregulierung auf sämtliche Aufgaben eines VNB beziehen sollte, verfolgte damit die BNetzA bei der Einführung der Anreizregulierung das (langfristige) Ziel, eine – nach Systematisierung in dieser Arbeit – idealtypische TOTEX-Anreizregulierung einzuführen. Auch wenn nach der Einführung der Anreizregulierung vor der Regulierungsperiode weiterhin eine Kostenprüfung als zentraler Bestandteil bei der Vergütungshöhenfestsetzung erfolgte, wurden von der BNetzA vor allem die Anreizwirkungen zur Kostensenkung betont und der sogenannte Vergleichswettbewerb mittels Effizienzvergleich bei der Vergütungshöhenfestsetzung sowie das sogenannte Budgetprinzip während der Regulierungsperiode als die zentralen Elemente der Anreizregulierung dargestellt.³⁸⁸

Im Jahr 2014 erfolgte dann eine umfassende Evaluierung der Anreizregulierung für VNB. Im Rahmen des Prozesses der Evaluierung wurden verschiedene Gutachten für bestimmte Teilbereiche vergeben, mehrere Workshops durchgeführt und es gab mehrmals die Möglichkeit zur Konsultation der Vorschläge der BNetzA.³⁸⁹ Im Fokus der damaligen Evaluierung stand vor allem die Frage, inwieweit die

³⁸⁴ Insbesondere kleinere VNB werden z. T. durch die Regulierungsbehörden der Länder reguliert, was jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter thematisiert wird.

³⁸⁵ Vgl. BNetzA (2006, S. 13–17) für die bei der Einführung der Anreizregulierung von der BNetzA formulierten Ziele und Wirkungsweise der Anreizregulierung.

³⁸⁶ Vgl. LITTLECHILD (1983) und SHLEIFER (1985) für eine Begriffserklärung.

³⁸⁷ Vgl. BNetzA (2006, S. 14).

³⁸⁸ Vgl. BNetzA (2006, S. 14–15).

³⁸⁹ Die im Rahmen der damaligen Evaluierung erstellten Dokumente wurden von der BNetzA veröffentlicht. Vgl. dazu die Internetseite der BNetzA, abgerufen am 26.01.2024 unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/>

Anreizregulierung ausreichend Anreize für Investitionen in die Verteilnetze setzt.³⁹⁰ Laut abschließenden Evaluierungsbericht der BNetzA hat sich die bisher bestehende Ausgestaltung der Anreizregulierung grundsätzlich bewährt.³⁹¹ Trotz dieser Einschätzung hat die BNetzA im Bericht vier verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung vorgeschlagen.³⁹² Bei einer Gesamtabwägung der vier Modelle hat sich die BNetzA für das sogenannte „ARegV 2.0“-Modell ausgesprochen, welches die bisher bestehende Regulierung mit kleineren Anpassungen fortgesetzt hätte.³⁹³ Bei der Novellierung der ARegV entschieden sich Bundestag und Bundesrat jedoch letztlich für eine Ausgestaltung, die im Wesentlichen dem sogenannten Modell des „Kapitalkostenabgleichs“ entsprach.³⁹⁴ Im Ergebnis führten die Evaluierung und die Einführung des Kapitalkostenabgleichs zu einer stärkeren Berücksichtigung der (individuellen) Kosten der VNB im Rahmen der Regulierung und zur Etablierung unterschiedlicher Anreizregime für Teilbereiche der VNB, was eine deutliche Abkehr von der ursprünglichen Idee der BNetzA bei Einführung der Anreizregulierung war, die Regulierung in Richtung eines Yardstick-Wettbewerbs weiterzuentwickeln.

3.3.1.2 Derzeitige Regulierung der Verteilnetzbetreiber

In diesem Abschnitt wird die derzeitige Regulierung der VNB beschrieben. Dafür wird in Abschnitt 3.3.1.2.1 auf die Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV (Anreizregulierung) eingegangen. Die sogenannten Netzausbaupläne für VNB nach § 14d EnWG, die ebenfalls ein Teil der Anreizsetzung gegenüber dem VNB sind, werden nachgelagert in Abschnitt 3.3.1.2.2 thematisiert.

3.3.1.2.1 Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV

3.3.1.2.1.1 Überblick und wesentliche Elemente

Bei der derzeitigen Anreizregulierung für VNB findet zunächst eine Kostenprüfung im sogenannten Basisjahr statt, welches drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode liegt. Die in diesem Jahr angefallenen Kosten werden mittels einer Kostenprüfung geprüft und bestimmen dann das Ausgangsniveau für die Vergütung des VNB.³⁹⁵ Dieses Ausgangsniveau dient als Grundlage für den (TOTEX-)Effizienzvergleich, mit dem laut der BNetzA die effizienten Kosten für das jeweilige Verteilnetzgebiet ermittelt werden sollen. Auf die Wirkungsweise des Effizienzvergleichs wird im nachfolgenden Abschnitt noch eingegangen.

Das Ergebnis der Kostenprüfung und der ermittelte Effizienzwert sind die zentralen Einflussgrößen auf das Vergütungsniveau der VNB während der folgenden Regulierungsperiode. Obwohl vor der Regulierungsperiode bei der Vergütungshöhenfestsetzung ein TOTEX-Effizienzvergleich erfolgt,

Fachthemen/Elektrizität und Gas/Netzentgelte/Anreizregulierung/Evaluierung_Anreizregulierung/EvaluierungAnreizregulierung-node.html.

³⁹⁰ Aus diesem Grund wurde im Rahmen der Regulierung im Auftrag der BNetzA das Investitionsverhalten der VNB von PAVEL ET AL. (2014) untersucht.

³⁹¹ Vgl. BNetzA (2015, S. 5).

³⁹² Vgl. BNetzA (2015, S. 433 ff.).

³⁹³ Vgl. BNetzA (2015, S. 462).

³⁹⁴ Vgl. ELSENBAST / PERNER / RODGARKIA-DARA (2017, S. 66) für eine kurze Darstellung.

³⁹⁵ Vgl. GROWITSCH / MÜLLER / STRONZIK (2010, S. 4 ff.).

werden Operational Expenditures (OPEX) und Capital Expenditures (CAPEX) in der aktuellen Anreizregulierung während der fünfjährigen Regulierungsperiode unterschiedlich behandelt. Für die OPEX legt die BNetzA unter Rückgriff auf das Ergebnis der Kostenprüfung sowie dem ermittelten Effizienzwert die Vergütungshöhe vor Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode fest. Mögliche Veränderungen bzw. Abweichungen bei den OPEX während der Regulierungsperiode sind von den VNB zu tragen, weshalb die BNetzA auch von einem „Budgetprinzip“ spricht. Gleichzeitig ist in der derzeitigen Anreizregulierung für den CAPEX-Bereich ein sogenannter Kapitalkostenabgleich verankert, über den ein jährlicher Abgleich der tatsächlichen CAPEX und damit auch die Anpassung der Vergütungshöhe stattfindet, sodass für den CAPEX-Bereich eine Abweichung vom „Budgetprinzip“ erfolgt. Der jährlich stattfindende Kapitalkostenabgleich besteht dabei einerseits aus dem Kapitalkostenaufschlag und andererseits aus dem Kapitalkostenabzug.³⁹⁶ Der Kapitalkostenaufschlag sorgt dafür, dass Investitionen sofort und ohne (ernsthafte) Prüfung durch die BNetzA die zugestandene Vergütungshöhe des VNB erhöhen. Gleichzeitig sorgt der Kapitalkostenabzug dafür, dass bei bestehenden Investitionen durch eine Reduktion des gebundenen Kapitals, d. h. über die jährlichen Abschreibungen, die Vergütungshöhe entsprechend reduziert wird. Die Vergütung für das vom VNB eingesetzte Eigenkapital wird durch den Regulierer ermittelt und jeweils für eine Regulierungsperiode festgelegt. Die Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung erfolgt dabei unter Rückgriff auf das sogenannte „Capital Asset Pricing Model“ (CAPM).^{397, 398} Die von den VNB zu zahlenden Fremdkapital-Zinsen werden grundsätzlich in der vorliegenden Höhe anerkannt, sofern sie als marktüblich gelten. Für die Festlegung der Gesamtkapitalkosten wird außerdem die tatsächliche Kapitalstruktur der VNB berücksichtigt, wenn die Eigenkapital-Quote nicht über 40 % liegt. Andernfalls wird eine Eigenkapital-Quote von 40 % unterstellt.

In einem nächsten Schritt erfolgt die eigentliche Festlegung der (individuellen) Vergütungshöhe eines VNB. Neben dem Kapitalkostenabgleich greift die BNetzA dafür auf einen Zwischenwerte-Ansatz zurück, da auch bei der Vergütungshöhenfestsetzung vor der Regulierungsperiode als ineffizient eingestufte Kosten, die von der BNetzA als beeinflussbare Kosten bezeichnet werden (siehe die Darstellung der Kostenkategorien der BNetzA im folgenden Abschnitt), anteilig in die Vergütungshöhe eingehen und erst im Laufe der Regulierungsperiode über den sogenannten Abbaupfad zu reduzieren sind. Bei der Ermittlung der individuellen Vergütungshöhe eines VNB finden noch weitere Elemente der Anreizregulierung Anwendung, auf die in dieser Arbeit jedoch nicht weiter eingegangen werden soll.³⁹⁹

³⁹⁶ Die Begriffe des Kapitalkostenabgleichs sowie des Kapitalkostenaufschlags bzw. -abzug sind von der BNetzA übernommen. Abweichend zur in dieser Arbeit verwendeten Definition des Begriffs der Kapitalkosten, gehören zu den Kapitalkosten laut Definition der BNetzA zusätzlich die (jährlichen) Abschreibungen.

³⁹⁷ Das CAPM baut auf der Portfoliotheorie von *Harry M. Markowitz* auf. Vgl. MARKOWITZ (1952). Die Grundzüge des CAPM wurden unabhängig voneinander von *William F. Sharpe*, *John Lintner* und *Jan Mossin* entwickelt. Vgl. hierzu SHARPE (1964), LINTNER (1965) und MOSSIN (1966).

³⁹⁸ Vgl. BECKERS ET AL. (2014, S. 104–117) für eine allgemeine Kritik am CAPM und eine kritische Betrachtung der Eignung des Modells zur Kapitalkostenermittlung bei Unternehmen im Bereich der leitungsgebundenen Infrastruktur.

³⁹⁹ Eine kompakte Übersicht über das Vorgehen bei der Festlegung des individuellen Vergütungsniveaus und der dabei angewendeten weiteren Elemente liefert die BNetzA auf ihrer Internetseite, abgerufen am 16.01.2024 unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/start.html>.

Nachdem die Festsetzung der individuellen Vergütungshöhe eines VNB abgeschlossen ist, erfolgt anschließend eine Überführung in die Netzentgelte, die ein VNB erheben darf. Jeder VNB hat dafür nach Vorgaben der StromNEV die Netzentgelte für das eigene Versorgungsgebiet zu kalkulieren.⁴⁰⁰

3.3.1.2.1.2 Wirkungsweise des Effizienzvergleichs für VNB

GRUNDSÄTZLICHE DARSTELLUNG

Wie bereits im vorstehenden Abschnitt kurz erwähnt, greift die BNetzA in der aktuellen Anreizregulierung bei der Vergütungshöhenfestsetzung vor einer Regulierungsperiode u. a. auf ein Effizienzvergleichsverfahren zurück, mit dem versucht werden soll, die effizienten Kosten für die Versorgungsaufgaben in den verschiedenen Versorgungsgebieten und damit für die einzelnen VNB zu ermitteln. Dabei verweist die BNetzA darauf, dass die als betriebsnotwendig anerkannten Kosten stets im Kontext der jeweiligen Versorgungsaufgabe eines VNB zu sehen sind.⁴⁰¹ In diesem Abschnitt erfolgt eine kurze Darstellung des derzeitigen Effizienzvergleichsverfahrens für VNB.

Für die Durchführung des Effizienzvergleiches werden die Kosten der VNB in verschiedene Kostenkategorien unterschieden:⁴⁰²

- Die **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten** sind für die VNB quasi durchreichbare Kosten, die auch nicht in den Effizienzvergleich eingehen. Zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gehören bspw. Konzessionsabgaben, Betriebssteuern oder die Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen.
- Als **grundsätzlich beeinflussbare Kosten** werden die Kosten des VNB bezeichnet, die grundsätzlich in den Effizienzvergleich eingehen und damit das Ausgangsniveau bzw. die Basis für den Effizienzvergleich darstellen.
- Als **vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten** werden die Kosten des VNB klassifiziert, die laut Effizienzvergleich als effiziente Kosten für die Regulierungsperiode gelten. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten werden durch die Multiplikation des ermittelten Effizienzwertes eines VNB mit dessen Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Ausgangsniveau und Beginn der Regulierungsperiode und des Kapitalkostenabzugs des jeweiligen Jahres ermittelt.
- Unter den **beeinflussbaren Kosten** werden in der aktuellen Regulierung die Kosten verstanden, die laut Effizienzvergleich als ineffizient angesehen werden und im Laufe der Regulierungsperiode über einen Abbaupfad abzubauen sind.
- Zusätzlich gibt es in der aktuellen Anreizregulierung noch weitere Kostenkategorien wie bspw. die volatilen Kosten, auf die in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen wird.

⁴⁰⁰ Vgl. BNETZA / BKARTA (2023, S. 121) für einen kurzen Überblick zur Bildung der Netzentgelte bei VNB.

⁴⁰¹ Vgl. STRONZIK / WISSNER (2019, S. 6).

⁴⁰² Vgl. für eine kurze Übersicht über die verschiedenen Kostenkategorien die Internetseite der BNetzA, abgerufen am 29.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html.

Für die Berechnung der Effizienzwerte der VNB existieren in der aktuellen Regulierung zwei unterschiedliche Verfahren.

REGELVERFAHREN

Die Teilnahme am Regelverfahren ist für einen VNB mit mehr als 30.000 Kunden verpflichtend, was aktuell in Deutschland auf knapp 200 VNB zutrifft.⁴⁰³ Am Regelverfahren können auch kleinere VNB teilnehmen, wobei davon auszugehen ist, dass sich die überwiegende Mehrheit der VNB mit unter 30.000 Kunden nicht für das Regelverfahren entscheidet, sodass das Regelverfahren nur auf eine Minderheit der VNB in Deutschland angewendet wird.

Zur Durchführung des Effizienzvergleichs sind im ersten Schritt die Aufwands- und Vergleichsparameter zu bestimmen. Die Aufwandsparameter sind laut § 14 ARegV die gemäß der StromNEV ermittelten Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten eines VNB und entsprechenden somit den grundsätzlich beeinflussbaren Kosten. Über die Vergleichsparameter, die auch als Strukturparameter bezeichnet werden und in § 13 ARegV verankert sind, wird das Ziel verfolgt, die Versorgungsaufgabe der unterschiedlichen Verteilnetzgebiete für den Effizienzvergleich vergleichbar zu machen. In den ersten beiden Regulierungsperioden der Anreizregulierung waren in der ARegV Pflichtparameter festgelegt, die von der BNetzA anzuwenden waren. Diese Pflichtparameter waren die Anzahl der Anschluss- bzw. Ausspeisepunkte, die Fläche des versorgten Gebiets, die Systemlänge und die zeitgleiche Jahreshöchstlast. Seit der dritten Regulierungsperiode bestehen keine Pflichtparameter mehr, sodass für die BNetzA mehr Flexibilität bei der Auswahl der Vergleichsparameter besteht. Allerdings werden im § 13 Abs. 3 ARegV mögliche Strukturparameter benannt. In der Folge der größeren Flexibilität für die BNetzA bei der Festlegung der Strukturparameter dürfte weniger Potential für die VNB zum „Auspielen“ des Effizienzvergleichs bestehen. Gleichzeitig besteht aber auch eine höhere Unsicherheit, da sich die Ergebnisse des Effizienzvergleichs in einzelnen Regulierungsperioden stärker unterscheiden können. Für die Festlegung geeigneter Vergleichsparameter für die dritte Regulierungsperiode hat die BNetzA externe Expertise einbezogen.⁴⁰⁴ Für die vierte Regulierungsperiode fand eine Branchenkonsultation statt, wobei auch hier die BNetzA externe Berater miteinbezogen hat.⁴⁰⁵

Auf Basis einer Kostentreiberanalyse wird mittels der Aufwands- und Vergleichsparameter das Modell für die Ermittlung von Effizienzwerten festgelegt.⁴⁰⁶ Im Regelverfahren wird dann für jeden VNB jeweils ein individueller Effizienzwert berechnet. Als statistische Methoden werden eine „Dateneinhüllungsanalyse“ (DEA) und eine „Stochastische Effizienzgrenzenanalyse“ (SFA) verwendet.⁴⁰⁷ Im sogenannten „Best-of-Four“-Verfahren nach § 12 Abs. 3 und 4 ARegV werden für

⁴⁰³ Vgl. BNETZA / BKARTA (2023, S. 107).

⁴⁰⁴ Vgl. TRINKNER ET AL. (2019).

⁴⁰⁵ Vgl. für eine Erläuterung des Ablaufs der Branchenkonsultation die Internetseite der BNetzA, abgerufen am 29.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/start.html.

⁴⁰⁶ Vgl. TRINKNER ET AL. (2019, S. 58 ff.).

⁴⁰⁷ Vgl. TRINKNER ET AL. (2024) für einen Überblick über die angewendeten statistischen Methoden.

jeden VNB zunächst vier Effizienzwerte ermittelt, wobei sowohl die DEA als auch die SFA mit nicht-standardisierten und standardisierten Aufwandsparametern angewendet wird. Der höchste sich ergebende Effizienzwert ist dann für den VNB anzuwenden. Sollte der beste Effizienzwert unter 60 % liegen, wird für den VNB nach § 12 Abs. 4 ARegV ein Effizienzwert von 60 % angenommen.

VEREINFACHTES VERFAHREN

Das vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV kann von VNB mit unter 30.000 angeschlossenen Kunden gewählt werden, wodurch diese Option derzeit ca. 670 VNB in Deutschland zur Verfügung steht.⁴⁰⁸ Bei diesem Verfahren wird kein individueller Effizienzwert für jeden VNB berechnet. Der Effizienzwert für die VNB im vereinfachten Verfahren wird pauschal ermittelt und entspricht nach § 24 Abs. 2 ARegV seit der zweiten Regulierungsperiode dem gewichteten Durchschnitt aller Effizienzwerte des Effizienzvergleichs der vorangegangenen Regulierungsperiode. Der Effizienzwert für VNB im vereinfachten Verfahren beträgt in der vierten Regulierungsperiode 97,01 %.⁴⁰⁹ Die Höhe der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten eines VNB wurde ursprünglich ebenfalls pauschal festgelegt und betrug 45 % der Gesamtkosten. Seit der Novellierung der Anreizregulierung betragen die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im vereinfachten Verfahren noch 5 %, wobei die Kosten der vorgelagerten Netze sowie die vermiedenen Netzentgelte seitdem wie im Regelverfahren individuell berücksichtigt werden.⁴¹⁰

3.3.1.2.2 Netzausbaupläne nach § 14d EnWG

Erstmals zum 30. April 2024 und im Anschluss mindestens alle zwei Jahre haben VNB in Deutschland nach § 14d Abs. 1 EnWG sogenannte Netzausbaupläne mit dem Ziel zu erstellen, eine integrierte und vorausschauende Netzplanung zu ermöglichen. Betroffen von dieser Regelung sind jedoch nach § 14d Abs. 8 EnWG nur VNB, an deren Verteilnetz nicht weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Die Netzausbaupläne sind daher derzeit nur von ca. 80 VNB zu erstellen.⁴¹¹ Die restlichen VNB sind jedoch verpflichtet, an der Erstellung von Netzausbauplänen insofern mitzuwirken, dass die notwendigen Daten zu übermitteln sind.

Die Grundlage für die Netzausbaupläne der VNB sind die sogenannten Regionalszenarien nach § 14d Abs. 3 EnWG. Für die Erstellung der Regionalszenarien haben die VNB Deutschland in abgrenzbare und räumlich zusammenhängende Gebiete aufzuteilen, die als Planungsregionen bezeichnet werden. Die BNetzA besitzt das Recht, die Aufnahme eines VNB in eine Planungsregion anzuordnen und somit Einfluss auf die räumliche Gestaltung der Planungsregionen zu nehmen. Derzeit bestehen in Deutschland sechs Planungsregionen. Innerhalb der Planungsregionen hat eine

⁴⁰⁸ Vgl. BNetzA / BKARTa (2023, S. 107).

⁴⁰⁹ Der Effizienzwert für die VNB im vereinfachten Verfahren wird auf der Internetseite der BNetzA veröffentlicht. Vgl. dazu die Internetseite der BNetzA, abgerufen am 29.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/start.html.

⁴¹⁰ Vgl. für eine Kurzdarstellung des Vorgehens im vereinfachten Verfahren die Internetseite der BNetzA, abgerufen am 29.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html.

⁴¹¹ Vgl. BNetzA / BKARTa (2023, S. 107).

Abstimmung der VNB zu den Grundlagen der Netzausbauplanung zu erfolgen. Das Regionalszenario für jede Planungsregion ist immer mindestens zehn Monate vor dem spätesten Veröffentlichungszeitpunkt für die Netzausbaupläne der VNB zu veröffentlichen.⁴¹² Die sechs Regionalszenarien waren daher erstmalig zum 30. Juni 2023 zu veröffentlichen. Jedes Regionalszenario hat nach § 14d Abs. 3 EnWG aus einem Entwicklungspfad zu bestehen, der sowohl die für das langfristige Zieljahr 2045 gesetzlich festgelegten sowie weitere klima- und energiepolitische Ziele der Bundesregierung als auch die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre berücksichtigt. In § 14d Abs. 3 EnWG ist ferner definiert, was ein Regionalszenario mindestens zu beinhalten hat:

- Angaben zu bereits erfolgten, erwarteten und maximal möglichen Anschlüssen der verschiedenen Erzeugungskapazitäten und Lasten
- Angaben zu den zu erwartenden Ein- und Ausspeisungen
- Annahmen zur Entwicklung des Verkehrssektors, insbesondere unter Berücksichtigung von Prognosen des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr zum Ausbaubedarf an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur
- Annahmen zur Entwicklung des Gebäudesektors, insbesondere zum voraussichtlichen Wärmeverbrauch und zur Art der Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Wärmeplanungen
- Annahmen zur Entwicklung anderer Sektoren

Aus § 14d Abs. 4 EnWG ergeben sich die Vorgaben bzw. Angaben für die Erstellung eines Netzausbauplans:

- Netzkarten des Hochspannungs- und Mittelspannungsnetzes und der Umspannstationen auf Mittelspannung und Niederspannung mit den Engpassregionen des jeweiligen Verteilnetzes
- Zugrundeliegende Daten aus dem zugehörigen Regionalszenario
- Darlegung der voraussichtlichen Entwicklung der Verteilungsaufgabe bis 2045 einschließlich voraussichtlich erforderlicher Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung, zur Erneuerung und zum Ausbau des Netzes sowie notwendiger Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen
- Geplanten Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen sowie notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen in den nächsten fünf und zehn Jahren

Dabei ist anzugeben, inwieweit für die Umsetzung dieser Maßnahmen öffentlich-rechtliche Planungs- oder Genehmigungsverfahren notwendig sind, wie der jeweilige Stand dieser Verfahren ist und ob und zu welchem Zeitpunkt durch den VNB bereits Investitionsentscheidungen bezüglich dieser Maßnahmen getroffen wurden sowie bis zu welchem Zeitpunkt der VNB von der tatsächlichen Durchführung der Maßnahme ausgeht.

⁴¹² Die Veröffentlichung der Regionalszenarien sowie der Netzausbaupläne erfolgt auf der vom BDEW verantworteten Internetseite „VNBdigital“, abgerufen am 29.01.2024 unter <https://www.vnbdigital.de/service/region>.

- Detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte und der jeweilig geplanten Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen
- Bedarf an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des § 14c EnWG sowie die geplante Deckung dieses Bedarfs und der Umfang, in dem das Instrument der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG genutzt werden soll

Bei der Erstellung eines Netzausbauplans hat der VNB zumindest den Netznutzern der Mittel- und Hochspannungsebene und außerdem dem zuständigen ÜNB die Möglichkeit zu einer Stellungnahme zu geben. Für die BNetzA ist das Recht vorgesehen, dass Vorgaben zu Form, Inhalt und Art der Übermittlung der Netzausbaupläne gemacht werden können. Außerdem können Anpassungen an den Netzausbauplänen durch die BNetzA gefordert werden. Nach § 14d Abs. 5 EnWG kann die BNetzA ergänzende Festlegungen treffen.

3.3.1.2.3 Fazit

Im Status quo wirken bei der Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung die (monetären) Anreize aus der Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV. Die VNB, an deren Verteilnetz nicht weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, unterliegen außerdem den Vorgaben aus den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG.

3.3.2 Einordnung und Kritik

Basierend auf der Darstellung aus dem vorherigen Abschnitt soll in diesem Abschnitt nun eine kurze Einordnung und Kritik der derzeitigen Regulierung der VNB mit einem speziellen Fokus auf die Bedarfsplanung erfolgen. Dabei sind auch die Erkenntnisse aus dem Abschnitt 3.1.2 zu berücksichtigen und es soll vor allem betrachtet werden, inwiefern die derzeitige Anreizregulierung gemäß ARegV sowie StromNEV und unter Berücksichtigung von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG den VNB Anreize für einen vorausschauenden Verteilnetzausbau setzt.

Für die nachfolgenden Betrachtungen sei nochmals darauf hingewiesen, dass ein vorausschauender Verteilnetzausbau aufgrund der langfristigen Auslegung bzw. Dimensionierung der Verteilnetzkapazität kurz- bis mittelfristig, d. h. voraussichtlich regelmäßig über die Dauer einer Regulierungsperiode hinaus im Vergleich zu einer kurzfristorientierten Netzausbaustrategie höhere Kosten verursachen wird, was aber bei langfristiger Betrachtung häufig dennoch eine sinnvolle bzw. effiziente Netzausbaustrategie darstellt.⁴¹³

3.3.2.1 Bei Abstraktion von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG

Im ersten Schritt erfolgt in diesem Abschnitt eine Einordnung und Kritik der derzeitigen Anreizregulierung unter der Annahme, dass von den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG abstrahiert wird.

Unabhängig von einer grundsätzlichen Einordnung und Kritik der derzeitigen Anreizregulierung nach der in dieser Arbeit verwendeten Systematisierung von (idealtypischen) Regulierungsverfahren ist

⁴¹³ Vgl. dazu die Abschnitte 3.1.2.2 sowie 3.1.3.

zunächst festzuhalten, dass – bei einer Abstraktion von den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG oder für VNB, die keinen entsprechenden Netzausbauplan zu erstellen haben – die derzeitige Anreizregulierung so gestaltet ist, dass sowohl Bereitstellungsentscheidungen als auch Entscheidungen im Bereich der Leistungserstellung primär durch die VNB auf Basis von monetären Anreizen getroffen werden und damit eben keine öffentliche Bedarfsplanung vorliegt. Folgend werden daher kurz die im Rahmen des Regel- und des vereinfachten Verfahrens etablierten (monetären) Anreize eingeordnet und betrachtet, inwiefern damit ein vorausschauender Netzausbau angereizt wird.

REGELVERFAHREN

Unter Rückgriff auf die in dieser Arbeit aufgezeigten zentralen Gestaltungsbereiche und -fragen kann die derzeitige Regulierung in Deutschland für VNB im Regelverfahren wie folgt (verkürzt und vereinfacht) eingeordnet werden:

- Für den **OPEX-Bereich** wird grundsätzlich ein FP-AR angewendet, bei dem die Regulierungsperiode, die übergreifend (und damit auch für den CAPEX-Bereich) einheitlich festgelegt wird, 5 Jahre beträgt. Da auch für einzelne Kostenbestandteile Indexierungs- (und ähnliche) Lösungen angewendet werden, liegt genau genommen ein f-FP-AR vor.
- Die Vergütungshöhenfestsetzung für den OPEX-Bereich erfolgt – von durchlaufenden (als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingeordneten) Kostenbestandteilen abstrahierend – zunächst unter Rückgriff auf vergangene Kosten gemäß Unternehmensangaben in einem einzelnen Basisjahr vor der Regulierungsperiode. Die von den VNB angegebenen Kosten werden einer Kostenprüfung durch die BNetzA unterzogen. Dabei wird auch geprüft, ob Kosten aus vorangegangenen oder nachfolgenden Jahren in das Basisjahr verschoben werden und inwieweit Kosten des Basisjahrs auf besonderen Umständen beruhen. Insofern kann von einem „weichen Basisjahr-Ansatz“ gesprochen werden.

Im Anschluss an die Kostenprüfung wird ein **(TOTEX-)Effizienzvergleich** durchgeführt, bei dem die geprüften Kosten des Basisjahrs berücksichtigt werden, welche in gewisser Hinsicht mit den TOTEX korrespondieren. Aus den regulatorisch geprüften Kosten des Basisjahrs im OPEX-Bereich der einzelnen Unternehmen einerseits sowie den (das jeweilige Ergebnis des TOTEX-Effizienzvergleichs darstellenden) sogenannten „(TOTEX-)Effizienzwerten“ der einzelnen Unternehmen andererseits können dann die sogenannten „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im OPEX-Bereich“ ermittelt werden, die (bei einer vereinfachten Betrachtung) im Rahmen der derzeitigen Regulierung als eine Art effiziente Kosten angesehen werden. Die Festpreise und damit die Vergütungshöhe im OPEX-Bereich für die einzelnen Jahre einer (anstehenden) Regulierungsperiode werden dann allerdings als (abnehmende) (Zwischen-)Werte zwischen den geprüften Kosten (im OPEX-Bereich) und den für die anstehende Regulierungsperiode als vorübergehend nicht beeinflussbar ermittelten Kosten (im OPEX-Bereich) festgesetzt. Damit kann die Festsetzung der Vergütungshöhe im OPEX-Bereich letztendlich als Zwischenwerte-Ansatz (im Rahmen einer OPEX-Kostenprüfung und eines TOTEX-Effizienzvergleichsverfahrens) in Verbindung mit einem weichen Basisjahr-Ansatz angesehen werden, wobei die Besonderheit vorliegt, dass sich der ermittelte Effizienzvergleich auf den TOTEX-Bereich und insofern das gesamte Unternehmen bezieht.

- Im **CAPEX-Bereich** werden die Budgets für sogenannten „Bestandsanlagen“, die im oder vor dem Basisjahr aktiviert worden sind, und für sogenannten „Neuanlagen“, die nach dem Basisjahr und damit ggf. auch erst während der laufenden Regulierungsperiode aktiviert worden sind bzw. werden, wie folgt in unterschiedlichen Weisen festgelegt:
 - Bei Bestandsanlagen werden – so die Aussagen von Praktikern – die sich (insbesondere) aus den Nettoanlagewerten und den jeweiligen Lebensdauern ergebenden Abschreibungsbeträge insofern einer Kostenprüfung unterzogen, als die BNetzA zumindest nicht ausschließt, dass sie die Realisierungskosten, die aktiviert werden (und somit die Bruttoanlagewerte darstellen), hinsichtlich ihrer "Effizienz" prüft. Faktisch erfolgt jedoch im Normalfall weder eine (systematische) Prüfung der Rationalität der Durchführung von Investitionen noch eine (systematische) Prüfung der Höhe der Ausgaben für die Realisierung der Investitionsvorhaben. Jahresscharf werden für den Bestandsbereich sodann aus den prognostizierten Abschreibungsbeträgen (in den einzelnen Jahren) zum einen und den Kapitalkosten in Form der regulatorisch genehmigten Eigen- und Fremdkapital-Verzinsung auf das prognostizierte gebundene Kapital (in den einzelnen Jahren) zum anderen die geprüften Kosten im CAPEX-(Bestands-)Bereich ermittelt bzw. vor Beginn der Regulierungsperiode festgelegt. Durch die Multiplikation mit dem unternehmensindividuellen TOTEX-Effizienzwert werden anschließend die sogenannten „vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im CAPEX-(Bestands-)Bereich“ berechnet. Auch hier erfolgt die letztendliche Festlegung der Festpreise in den einzelnen Jahren der Regulierungsperiode als (abnehmende) (Zwischen-)Werte zwischen den geprüften Kosten (im CAPEX-Bestands-Bereich) und den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im CAPEX-(Bestands-)Bereich. Bei einer Gesamtbetrachtung liegt für den CAPEX-Bereich der Bestandsanlagen ein FP-AR vor, bei dem die Festlegung der Festpreise und damit die Vergütungshöhenfestsetzung nach dem Zwischenwerte-Ansatz (im Rahmen einer CAPEX-Bestands-Kostenprüfung und eines TOTEX-Effizienzvergleichsverfahrens) erfolgt. Eine erwähnenswerte Besonderheit ist hierbei, dass ein FP-AR gewählt wird, obgleich in der Regulierungsperiode im CAPEX-(Bestands-)Bereich keinerlei Entscheidungen (und somit auch keinerlei Möglichkeit der Beeinflussung der Effizienz) erfolgen können. Eine (intendierte) Wirkung kann dieses Anreizregime in diesem Kontext allenfalls bei einer Perioden-übergreifenden Betrachtung erzielen, was jedoch von mehreren äußert anspruchsvollen Voraussetzungen (wie bspw. der Abgabe eines langfristigen Commitments für die Aufrechterhaltung des Anreizregimes) abhängig ist.
 - Bei Neuanlagen hingegen werden in den einzelnen Jahren der Regulierungsperiode auf Basis der von den Unternehmen angegebenen Ausgaben für die Realisierung der Investitionsvorhaben die Abschreibungsbeträge und Kapitalkosten ermittelt. Diese Kosten werden (ohne dass eine Kostenprüfung zu erfolgen hat) vollumfänglich bei der Festsetzung der regulatorischen Vergütungshöhen berücksichtigt (Kapitalkostenzuschlag), sodass zumindest bis zum Ende der laufenden

Regulierungsperiode eine Kostendurchreichungs-Regulierung für Neuanlagen vorliegt. In einem Extremfall kann dies übrigens bedeuten, dass auch die Kosten für Investitionsvorhaben vollumfänglich Berücksichtigung finden, die weder sinnvoll noch effizient umgesetzt worden sind. Auch bei Neuanlagen greift der Kapitalkostenabzug während der Regulierungsperiode. Sobald Neuanlagen erstmalig ein Basisjahr „durchlaufen“ haben, sind sie regulatorisch dem Bereich der Bestandsanlagen zuzuordnen und werden regulatorisch nach den Regeln für den CAPEX-Bestand behandelt.

- Nachgelagert ist noch auf die (wichtige) Frage bezüglich der **(Gesamt-)Kapitalkosten** einzugehen, die sich aus der regulatorisch definierten Eigenkapital-Rendite und der Fremdkapital-Verzinsung sowie der Kapitalstruktur ergeben. Fremdkapital-Zinsen werden grundsätzlich in der vorliegenden Höhe anerkannt, sofern sie im Rahmen eines Monitorings als marktüblich einzuordnen sind. Dabei wendet die BNetzA jedoch eine Obergrenze an, die Fremdkapital-Zinsen nicht überschreiten dürfen. Insofern liegt in gewisser Hinsicht eine Zwischenform zwischen einem M-AR und einem FP-AR vor. Die Kosten, die regulatorisch als Eigenkapital-Kosten berücksichtigt werden, legt die BNetzA fest und greift dabei auf empirische Analysen zurück, die sich auf Überlegungen des CAPM beziehen. Die tatsächliche Kapitalstruktur der Unternehmen wird für die Festlegung von deren Gesamtkapitalkosten berücksichtigt, wenn die Eigenkapital-Quote (EK-Quote) nicht über 40 % liegt. Andernfalls wird eine EK-Quote von 40 % unterstellt.

In der derzeitigen Anreizregulierung sind somit Elemente verschiedener idealtypischer Regulierungsverfahren verankert, sodass die Regulierung letztlich nicht klar einem der idealtypischen Regulierungsverfahren aus dieser Arbeit zugeordnet werden kann. Aufgrund der zentralen Rolle des FP-AR für den OPEX- und CAPEX-Bestands-Bereich sowie der unterschiedlichen Anreizregime für OPEX, CAPEX-Bestand und Neuanlagen während einer Regulierungsperiode, kann die derzeitige Anreizregulierung grundsätzlich als eine Variante einer Differenzierten Anreizregulierung eingeordnet werden. Allerdings weicht die derzeitige Anreizregulierung insofern von einer Differenzierten Anreizregulierung ab, dass bei der Vergütungshöhenfestsetzung vor der Regulierungsperiode sowohl eine Kostenprüfung als auch ein TOTEX-Effizienzvergleich erfolgt, was insofern bemerkenswert ist, weil hier abweichend zum Anreizregime während der Regulierungsperiode die Gesamtkosten des Unternehmens geprüft bzw. verglichen werden, was ein zentrales Element einer TOTEX-Anreizregulierung darstellt.

Hinsichtlich des Ziels der Etablierung von Anreizen zu einem sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau sind für die VNB im Regelverfahren damit einerseits die Kostenprüfung im Basisjahr sowie der anschließende Effizienzvergleich als Teil der Vergütungshöhenfestsetzung vor der Regulierungsperiode sowohl für die laufende bzw. anstehende als auch die folgenden Regulierungsperioden von zentraler Relevanz und andererseits ist die Kostendurchreichung in der laufenden Regulierungsperiode für Neuinvestitionen zu beachten. Der Kapitalkostenaufschlag setzt zunächst Anreize, Neuinvestitionen möglichst direkt nach Durchlaufen des Basisjahres durchzuführen. Da die Kostenprüfung im Basisjahr das Ausgangsniveau für die Regulierungsperiode bestimmt, ist es

aus Sicht eines VNB zunächst wichtig, hohe Kosten im Basisjahr ausweisen zu können und Kürzungen bei der Kostenprüfung durch den Regulierer möglichst zu vermeiden. Bei einer Vernachlässigung des Effizienzvergleichs und damit zunächst nur die Kostenprüfung im Basisjahr und die beschriebene Kostendurchreichung bei Neuanlagen betrachtend, besteht für VNB grundsätzlich ein Anreiz, kurzfristig möglichst hohe Kosten auszuweisen, wobei dieser Anreiz direkt nach dem Basisjahr am größten sein dürfte. Ein VNB könnte somit die Strategie verfolgen, höhere Kosten zu realisieren, in dem die Verteilnetzkapazität kurzfristig umfangreich ausgelegt bzw. dimensioniert wird, was ggf. vorteilhaft in Hinblick auf einen vorausschauenden Netzausbau ist. Allerdings ist auch zu beachten, dass der VNB einem Anreiz aus der Regulierung unterliegt, jedes Mal möglichst hohe Kosten im Basisjahr auszuweisen. In der Folge könnte daher im Kontext der sprungfixen Kostenstruktur beim Verteilnetzausbau⁴¹⁴ eine Strategie des VNB auch darin bestehen, möglichst häufig kleinere Ausbaumaßnahmen durchzuführen und durch dieses Vorgehen über einen längeren Zeitraum höhere Kosten ausweisen zu können.

Gleichzeitig muss der VNB jedoch die Auswirkungen von hohen Kosten im Basisjahr auf den individuellen Effizienzwert und damit mögliche Kürzungen der Vergütungshöhe vor einer Regulierungsperiode beachten. Beim Effizienzvergleich ist hinsichtlich von Anreizen für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau zunächst zu hinterfragen, inwiefern durch die Wahl der Strukturparameter eine mögliche zukünftige Versorgungsaufgabe abgebildet werden kann. Dabei ist zu beachten, dass seit der dritten Regulierungsperiode keine Pflichtparameter mehr vorgesehen sind und daher eine Unsicherheit darüber besteht, auf welche Strukturparameter in zukünftigen Regulierungsperioden zur Abbildung der Versorgungsaufgabe zurückgegriffen wird. Bei der derzeitigen Ausgestaltung des Effizienzvergleichs könnte bspw. argumentiert werden, dass über den Strukturparameter der Leitungslänge eine zukünftige Versorgungsaufgabe und damit Anreize für einen vorausschauenden Netzausbau abgebildet werden.⁴¹⁵ Es ist jedoch bei der aktuellen Ausgestaltung der Anreizregulierung gemäß ARegV und StromNEV unplausibel, dass eine mögliche zukünftige Versorgungsaufgabe systematisch über die Strukturparameter abgebildet wird und die VNB darüber einem sinnvollen Anreiz für einen vorausschauenden Netzausbau unterliegen.⁴¹⁶ Wenn über die Strukturparameter eine zukünftige Versorgungsaufgabe nicht abgebildet wird bzw. werden kann, hätte ein VNB, der einen vorausschauenden Verteilnetzausbau verfolgt und daher kurzfristig erhöhte Kosten im Vergleich zu kurzfristorientierten VNB aufweist, c. p. finanzielle Nachteile aus dem Effizienzvergleich zu erwarten, wenn er nicht sicherstellen kann, dass die Versorgungsaufgabe bis zum Durchlaufen des nächsten Basisjahrs den beim Netzausbau angedachten Zielzustand entspricht sowie in den dann angewendeten Strukturparametern, die den VNB zum Zeitpunkt der (Neu-)Investitionen regelmäßig

⁴¹⁴ Vgl. für einen kurzen Überblick zu den Kostenstrukturen beim (konventionellen) Netzausbau den Abschnitt 3.1.2.2.1.1 dieser Arbeit.

⁴¹⁵ Am 27. Juni 2023 haben Klaus Müller (Präsident der BNetzA) und Barbie Haller (Vizepräsidentin der BNetzA) einen Gastbeitrag im Tagesspiegel Background Energie & Klima veröffentlicht, in dem sie diese Sichtweise vertreten. Vgl. dazu die Internetseite von Tagesspiegel Background, abgerufen am 29.01.2024 unter <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/netze-werden-vorausschauend-geplant-und-ausgebaut>.

⁴¹⁶ Aus dieser Argumentation lässt sich die weiterführende Forschungsfrage ableiten, inwiefern die Abbildung einer zukünftigen Versorgungsaufgabe überhaupt methodisch im Rahmen einer DEA oder SFA möglich ist und ob über diesen Weg sinnvolle Anreize für einen vorausschauenden Netzausbau bei VNB gesetzt werden können.

nicht bekannt sein werden, bereits abgebildet wird. Den VNB werden durch den Effizienzvergleich damit Anreize gesetzt, eine Netzausbauplanung maximal mit einem Horizont bis zum nächsten Basisjahr zu betreiben. Der Zeithorizont für den Netzausbau wird damit auch durch die Länge der Regulierungsperiode beeinflusst und beträgt in der derzeitigen Regulierung null bis fünf Jahre.⁴¹⁷ Im Übrigen dürften damit die Anreize für einen halbwegs vorausschauenden Netzausbau direkt nach dem Durchlaufen des Basisjahres am größten sein, was auch mit den Anreizen bei Neuinvestitionen aus dem Kapitalkostenabgleich korrespondiert. Wie in Abschnitt 3.1.2 dieser Arbeit dargelegt, sollte während der sogenannten Transformationsphase bereits in Richtung des eingeschwungenen Zielzustands gedacht werden, sodass ein technisch-systemisch sinnvoller Zeithorizont beim Verteilnetzausbau häufig regelmäßig die Dauer einer Regulierungsperiode deutlich überschreiten wird. Ein vorausschauender Verteilnetzausbau in diesem Sinne kann für VNB im Regelverfahren zu einem schlechteren Effizienzwert führen und daher mit negativen finanziellen Konsequenzen einhergehen. Der aktuelle Effizienzvergleich setzt damit – wenn überhaupt – Anreize für eine Kostenoptimierung in eher kurzer Frist und damit keine systematischen Anreize für eine längerfristige Kostenoptimierung und einen vorausschauenden Verteilnetzausbau (nach der in dieser Arbeit verwendeten Definition).

Vorstehend wurden kurz die Anreize aus den einzelnen zentralen Elementen der aktuellen Regulierung hinsichtlich eines vorausschauenden Verteilnetzausbaus betrachtet. Eine Gesamteinschätzung, wie diese jeweils dargestellten Anreize zusammenwirken und damit welcher Gesamtanreiz für einen VNB hinsichtlich eines vorausschauenden Netzausbaus besteht, lässt sich allerdings nicht belastbar ableiten. Es ist jedoch als sehr unplausibel einzuordnen, dass die Kombination der dargestellten Anreize bei den VNB zu einem systematischen Anreiz für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau (nach der in dieser Arbeit verwendeten Definition) führen.

VEREINFACHTES VERFAHREN

Die Abweichungen beim vereinfachten Verfahren, welches von VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden gewählt werden kann, im Vergleich zum Regelverfahren können wie folgt eingeordnet werden:

- Wie bereits im vorherigen Abschnitt dargestellt, werden die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im OPEX-Bereich ohne Bezug zu einem individuellen Effizienzwert festgelegt. Diese werden vielmehr mithilfe eines für sämtliche Unternehmen im Rahmen des vereinfachten Verfahrens einheitlichen Faktors ermittelt, der mit den regulatorisch geprüften Kosten des Basisjahrs im OPEX-Bereich der einzelnen Unternehmen multipliziert wird. Dieser Faktor entspricht im Übrigen dem ermittelten durchschnittlichen Effizienzwert der Unternehmen, die sich in der vorangegangenen Regulierungsperiode nicht im vereinfachten Verfahren befunden haben. Bei den Unternehmen im vereinfachten Verfahren erfolgt somit die Festlegung des Festpreises und damit Vergütungshöhenfestsetzung im OPEX-Bereich vor der Regulierungsperiode mithilfe einer

⁴¹⁷ In diesem Kontext ist zu beachten, dass die BNetzA am 18. Januar 2024 ein Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der derzeitigen Regulierung veröffentlicht hat und darin die These vertritt, dass die Regulierungsperioden deutlich verkürzt werden sollen (These 2). Vgl. BNetzA (2024, S. 12–14).

Kostenprüfung und eines (aus unternehmensindividueller Sicht mehr oder weniger willkürlich festgelegten) Multiplikators, sodass ein Zwischenwerte-Ansatz im Rahmen einer Kostenprüfung vorliegt.

- Im CAPEX-Bestands-Bereich werden vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten für die einzelnen Jahre der Regulierungsperiode durch die Multiplikation der geprüften (prognostizierten) Kosten im CAPEX-Bestands-Bereich (in den einzelnen Jahren) mit dem (aus unternehmensindividueller Sicht mehr oder weniger willkürlich festgelegten) Faktor berechnet, der auch bereits im OPEX-Bereich angewendet wurde. Damit wird wie im OPEX-Bereich im vereinfachten Verfahren ein Zwischenwerte-Ansatz im Rahmen einer Kostenprüfung angewendet.

Außerdem existieren weitere Abweichungen vom Regelverfahren wie bspw. bei der Festlegung der als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, auf die in dieser Arbeit jedoch nicht im Detail eingegangen werden soll.

Im vereinfachten Verfahren finden ebenfalls Elemente verschiedener idealtypischer Regelungsverfahren Anwendung, sodass die Regulierung im vereinfachten Verfahren letztlich auch nicht klar einem der idealtypischen Regelungsverfahren aus dieser Arbeit zugeordnet werden kann. Grundsätzlich kann das vereinfachte Verfahren in der derzeitigen Anreizregulierung analog zum Regelverfahren als eine Variante einer Differenzierten Anreizregulierung eingeordnet werden. Allerdings ist zu beachten, dass – abweichend vom Regelverfahren – bei der Vergütungshöhenfestsetzung vor der Regulierungsperiode ausschließlich eine Kostenprüfung erfolgt.

In Hinblick auf Anreize für einen vorausschauenden Verteilnetzausbau ist beim vereinfachten Verfahren zunächst festzuhalten, dass – wie bereits dargestellt – die Höhe des eigenen Effizienzwertes nicht durch die VNB selbst beeinflusst werden kann und daher die Kostenprüfung durch die BNetzA im Basisjahr das wesentliche Element für die Beeinflussung der eigenen Vergütungshöhe darstellt. Folglich ist es aus Sicht eines VNB im vereinfachten Verfahren besonders wichtig, hohe Kosten im Basisjahr ausweisen zu können und Kürzungen bei der Kostenprüfung durch den Regulierer möglichst zu vermeiden. Zusätzlich sind auch im vereinfachten Verfahren noch die Anreize aus dem Kapitalkostenabgleich zu beachten. Da (Neu-)Investitionen während der Regulierungsperiode sofort die Vergütungshöhe des VNB erhöhen und erst im folgenden Basisjahr einer Kostenprüfung durch die BNetzA unterliegen, setzt der Kapitalkostenaufschlag einen Anreiz, (Neu-)Investitionen möglichst direkt nach Durchlaufen des Basisjahres durchzuführen. Analog zum Regelverfahren könnte ein VNB somit die Strategie verfolgen, höhere Kosten zu realisieren, in dem die Verteilnetzkapazität kurzfristig umfangreich ausgelegt bzw. dimensioniert wird, was ggf. vorteilhaft in Hinblick auf einen vorausschauenden Netzausbau ist. Gleichzeitig unterliegen VNB im vereinfachten Verfahren einem Anreiz aus der Regulierung, jedes Mal möglichst hohe Kosten im Basisjahr auszuweisen. Vor dem Hintergrund der sprungfixen Kostenstruktur beim Verteilnetzausbau könnte es daher eine Strategie der VNB im vereinfachten Verfahren sein, möglichst häufig kleinere Ausbaumaßnahmen durchzuführen und so über einen längeren Zeitraum höhere Kosten ausweisen zu können.

Letztlich wird das Verhalten der VNB im vereinfachten Verfahren im Allgemeinen und bei der (Bedarfsplanung als Teil der) Kapazitätsausbauplanung im Speziellen umfangreich von der Fähigkeit des Regulierers abhängen, adäquate Kostenprüfungen im Basisjahr durchzuführen und dabei erhöhte

Kosten aufgrund von Ineffizienzen eines VNB von möglicherweise erhöhten Kosten als Folge eines vorausschauenden Netzausbaus zu unterscheiden. Damit werden im vereinfachten Verfahren – auch ohne Betrachtung der Netzausbaupläne nach § 14d EnWG – die Anreize für die VNB für einen vorausschauenden Netzausbau im Wesentlichen durch das beim Regulierer vorliegende Input-Wissen für die Durchführung der Kostenprüfungen bestimmt.

3.3.2.2 Unter Berücksichtigung von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG

Die Netzausbaupläne nach § 14d EnWG können bei einer grundsätzlichen Betrachtung so interpretiert werden, dass sie in die Richtung des Grundgedankens einer öffentlichen Bedarfsplanung gehen. Allerdings ist aufgrund der vielen Unklarheiten bei der Ausgestaltung, z. B. wie die Netzausbaupläne angewendet werden, ob und in welchem Umfang eine Prüfung durch die BNetzA erfolgt und in welchem Umfang die Pläne verbindlich für die VNB sind, eine Einordnung und Kritik schwierig. Es ist daher als eher unplausibel anzusehen, dass die Netzausbaupläne dem Grundgedanken der in dieser Arbeit formulierten öffentlichen Bedarfsplanung entsprechen.

Bisher ebenfalls ungeklärt ist das Verhältnis von Netzausbauplänen zu den Anreizen aus der bisher diskutierten Anreizregulierung. Sollten die Netzausbaupläne eine gewisse Verbindlichkeit für einen vorausschauenden Netzausbau bei den VNB entfalten, ist zu klären, wie mögliche Vorgaben bzw. Anreize zu den monetären Anreizen aus der Anreizregulierung stehen und wie sich die Vorgaben auf die finanzielle Situation einzelner VNB auswirkt. Von besonderer Relevanz dürfte hier die Konstellation sein, in der VNB im Regelverfahren über ihre – ggf. auch von der BNetzA angepassten – Netzausbaupläne zu einem umfangreichen vorausschauenden Netzausbau verpflichtet werden, jedoch bei diesen VNB dadurch gleichzeitig kurzfristige finanzielle Nachteile aus der Regulierung (bspw. durch einen schlechteren Effizienzwert) entstehen können.⁴¹⁸

Zu kritisieren ist grundsätzlich in jedem Fall, dass die Netzausbaupläne nur von einem kleinen Teil der VNB in Deutschland zu erstellen sind. Ebenfalls kritisch zu hinterfragen ist, ob – insbesondere mit dem erwartbar zunehmenden Auslastungsverständnis der VNB in der Niederspannungsebene – die derzeit vorgesehene Betrachtungstiefe bzw. die Auflösung der Planung sowie der Planungshorizont sinnvoll gewählt sind.

3.3.2.3 Fazit

Die derzeitige Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV setzt weder im Regelverfahren noch im vereinfachten Verfahren für die VNB systematische (monetäre) Anreize für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau. Vielmehr dürfte die aktuelle Anreizregulierung gemäß StromNEV und ARegV eher eine Kurzfristorientierung bei den VNB anreizen. Mit den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG wird der Weg in Richtung einer öffentlichen Bedarfsplanung

⁴¹⁸ Da VNB ab 30.000 Kunden im Regelverfahren teilnehmen müssen, jedoch erst ab 100.000 Kunden zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet sind, würden in der beschriebenen Konstellation im Regelverfahren VNB direkt miteinander verglichen werden, von denen nicht alle über die Erstellung eines Netzausbauplans nach § 14d EnWG zu einem (halbwegs) vorausschauenden Netzausbau verpflichtet sind.

beschritten. Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung dürften die Netzausbaupläne allerdings kaum Anreize für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau entfalten.

3.3.3 Handlungsempfehlungen

Die derzeitige Anreizregulierung sollte konsequent in Richtung einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen weiterentwickelt werden. Dabei sollte grundsätzlich umfangreich auf Regeln zur Risikoteilung zurückgegriffen werden. Beispielsweise sollten insbesondere im CAPEX-Bestands-Bereich die Risiken für die VNB viel stärker begrenzt werden, was vor allem positive Auswirkungen auf die Höhe der Kapitalkosten bei den VNB hätte. Gleichzeitig sind auch die Netzausbaupläne so weiterzuentwickeln, dass sie den Grundgedanken einer öffentlichen Bedarfsplanung (nach der Definition in dieser Arbeit) entsprechen und auf diese Weise im Bereich der Stromverteilnetze eine öffentliche Bedarfsplanung (nach der Definition in dieser Arbeit) etabliert wird, über die dann auf eine sinnvolle Art und Weise ein vorausschauender Verteilnetzausbau sichergestellt werden kann. In diesem Zuge unterliegen die VNB auch sinnvollen Anreizen bei der Abwägung zwischen den Handlungsoptionen eines konventionellen Verteilnetzausbaus und dem Einsatz von Kapazitätsallokationsmechanismen.

4 Fazit

In dieser Arbeit wurde die Kapazitätsallokation und -auslegung mit Fokus auf die Niederspannungsebene von Stromverteilnetzen untersucht. Dabei stand die Nachfrageseite im Mittelpunkt der Betrachtungen und es wurde davon ausgegangen, dass es in Zukunft zu einem erheblichen Anstieg der Anschlüsse von sogenannten neuen Lasten in der Niederspannungsebene der Stromverteilnetze kommen wird. Zu den neuen Lasten wurden in dieser Arbeit Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Stromspeicher gezählt. Als Folge der Zunahme neuer Lasten und der damit zu erwartenden temporären Knappheit an Verteilnetzkapazität wurden in dieser Arbeit als zentrale Handlungsoptionen für VNB einerseits der Kapazitätsausbau und andererseits die Kapazitätsallokation (in bzw. zur Vermeidung von Engpasssituationen) untersucht.

Für die Ausgestaltung eines Mechanismus zur Allokation von knapper Verteilnetzkapazität wurden zunächst zentrale Gestaltungsoptionen herausgearbeitet und anschließend mit dem Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus ein Vorschlag für die Kapazitätsallokation in Stromverteilnetzen entwickelt. Ein Prioritätsrechte-basierter Kapazitätsallokationsmechanismus zeichnet sich im Wesentlichen durch die Vergabe von relativen und absoluten Rechten zur Nutzung von Verteilnetzkapazität über Termin-Allokationen aus, wobei die Vergabe dieser Rechte primär nach den Eigenschaften der Nachfrage und damit technologiedifferenziert nach den bei den Nachfragern vorhandenen Endgeräten erfolgt. Hierzu werden sogenannte Prioritätsstufen etabliert, die insbesondere unterschiedliche relative (und z. T. auch quasi absolute) Rechte zur Nutzung der Verteilnetzkapazität beinhalten. Durch den Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus kann insbesondere die Spezifität der Nachfrageseite sowohl für bestehende Lasten als auch für Investitionen in neue Endgeräte im Bereich neuer Lasten sinnvoll berücksichtigt werden. Darüber hinaus ermöglicht die Verwendung von relativen Kapazitätsrechten eine möglichst vollständige Ausnutzung der grundsätzlich verfügbaren Verteilnetzkapazität. Dies ist insbesondere in den Zeiten niedriger zentraler Strompreise relevant, damit die neuen Lasten möglichst in den Zeiten Strom nachfragen können, in denen viel Strom durch fluktuierende Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt wird und die neuen Lasten somit einen Beitrag zum Ausgleich des Gesamtstromsystems leisten können.

Eine Erweiterung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus stellt die in dieser Arbeit entwickelte Zeitblock-Allokation dar, bei der der VNB die Kapazitätsallokation nicht mit Bezug zu einzelnen Zeiteinheiten (15 Minuten) als Allokationsobjekt durchführt, sondern stattdessen innerhalb eines längeren Zeitblocks (z. B. während einer Nacht). Dabei optimiert der VNB für die Nachfrager den Strombezug der neuen Lasten über den gesamten Zeitblock unter Berücksichtigung der jeweils gewünschten Strommengen, der jeweiligen (relativen und absoluten) Kapazitätsnutzungsrechte, die einem Nachfrager über Termin-Allokationen im Rahmen des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus zugeteilt wurden, sowie der vorhandenen Kapazitätsrestriktionen im Verteilnetz und der Schwankungen des zentralen Strompreises. Für die Nachfrager entfällt damit die Herausforderung, selbst entscheiden zu müssen, in welcher Kombination von einzelnen Zeiteinheiten sie welche Menge an Verteilnetzkapazität nachfragen möchten, wodurch Unsicherheiten über die Verfügbarkeit von Verteilnetzkapazität sowie der zu zahlenden zentralen Strompreise in einzelnen

Zeiteinheiten erheblich reduziert werden können. Gleichzeitig führt eine Zeitblock-Allokation zu einer effizienteren Auslastung der verfügbaren (Gesamt-)Verteilnetzkapazität während des Zeitblocks.

Neben der Entwicklung eines eigenen Vorschlags zur Allokation von Verteilnetzkapazitäten wurden in dieser Arbeit auch ausgewählte und öffentlich diskutierte Reformvorschläge sowie der seit Anfang 2024 in Deutschland geltende Kapazitätsallokationsmechanismus dargestellt sowie eingeordnet und kritisiert. Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf zeitvariable Netzentgelte als (vorgeschalteter) Kapazitätsallokationsmechanismus gelegt. Es konnte gezeigt werden, dass sowohl zeitvariable Netzentgelte als auch die weiteren betrachteten Reformvorschläge mit zum Teil erheblichen Nachteilen gegenüber dem in dieser Arbeit entwickelten Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus (sowie dessen Erweiterung um eine Zeitblock-Allokation) verbunden sind. Sofern im Rahmen der Kapazitätsallokation Preise und damit die Zahlungsbereitschaften der Nachfrager eine (umfangreiche) Rolle spielen sollen, ist dies im Übrigen grundsätzlich auch im Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus möglich und kann bei diesem auf eine sinnvollere Weise erfolgen als bei einem Rückgriff auf zeitvariable Netzentgelte. Auch aus diesem Grund sollte die seit Anfang 2024 in Deutschland bestehende Regelung in Richtung des Prioritätsrechte-basierten Kapazitätsallokationsmechanismus weiterentwickelt werden.

Die in dieser Arbeit angestellten Überlegungen zur Gestaltung eines Kapazitätsallokationsmechanismus für die Ebene der Niederspannung dürften gleichzeitig eine wertvolle Grundlage für die Gestaltung der Kapazitätsallokation bei anderen Netznutzern darstellen. Exemplarisch zu nennen sind Großbatteriespeicher, Gewerbe- und Industrieunternehmen sowie Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Darüber hinaus wurde in der Arbeit eine grundlegende qualitative (technisch-systemische) Abwägung zwischen Kapazitätserweiterungen und -allokation für die Niederspannungsebene der Verteilnetze vorgenommen. Hierzu wurde u. a. für die sogenannte Transformationsphase qualitativ untersucht, welche der zur Verfügung stehenden technisch-systemischen Handlungsoptionen ein VNB nutzen sollte. Von zentraler Bedeutung ist dabei insbesondere die sprungfixe Kostenstruktur des Verteilnetzausbaus in der Niederspannungsebene, die nahelegt, dass ein konventioneller Netzausbau mit einer Kapazitätsdimensionierung möglichst auf die für einen eingeschwungenen Zielzustand benötigte Verteilnetzkapazität fast immer die vorteilhafte Handlungsoption darstellt. Ein solches Vorgehen bzw. eine solche Netzausbaustrategie wird in dieser Arbeit als vorausschauender Verteilnetzausbau bezeichnet. In diesem Kontext sollte der Einsatz eines Kapazitätsallokationsmechanismus in der Transformationsphase vor allem temporär und mit dem Ziel der Überbrückung der Zeit bis zum nächsten konventionellen Verteilnetzausbau erfolgen.

In der Arbeit wurde ferner untersucht, wie die VNB durch eine Regulierung Anreize für einen vorausschauenden Verteilnetzausbau gesetzt werden können. Dazu wurden die zentralen Gestaltungsoptionen bei der Regulierung von VNB herausgearbeitet und idealtypische Regulierungsverfahren miteinander verglichen. Grundsätzlich ist für die Regulierung von VNB eine differenzierte Anreizregulierung mit Monitoringelementen (oder alternativ eine Monitoring-Regulierung), bei der umfassend auf Risikoteilungsregeln zurückgegriffen werden soll, als vorzugswürdig einzustufen. Eine idealtypische TOTEX-Anreizregulierung ist hingegen als völlig ungeeignet einzuordnen. Um einen

vorausschauenden Verteilnetzausbau sinnvoll sicherstellen zu können, sollte die Bedarfsplanung als Teil der Kapazitätsausbauplanung separat durch den Regulierer adressiert und auf diese Weise eine sogenannte öffentliche Bedarfsplanung etabliert werden. Dabei haben die VNB verbindliche Netzausbaupläne mit einem längeren Zeithorizont vorzulegen, die durch den Regulierer geprüft und bei Bedarf auch angepasst werden können.

Außerdem wurde in der Arbeit die aktuelle Regulierung der VNB untersucht. Diese setzt weder im Regelverfahren noch im vereinfachten Verfahren für die VNB systematisch (monetäre) Anreize für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau. Vielmehr dürften mit der aktuellen Regulierung eher Anreize für einen kurzfristorientierten Kapazitätsausbau einhergehen. Die derzeitige Regulierung sollte auch aus diesem Grund in Richtung einer Differenzierten Anreizregulierung mit Monitoring-Elementen weiterentwickelt werden. Dabei sollten grundsätzlich (auch) umfassend Regeln zur Risikoteilung genutzt werden. Mit der Etablierung von Netzausbauplänen nach § 14d EnWG wird der Weg in Richtung einer öffentlichen Bedarfsplanung nach der Definition in dieser Arbeit beschriftet. Allerdings dürften die Netzausbaupläne aufgrund ihrer derzeitigen Ausgestaltung kaum Anreize für einen sinnvollen vorausschauenden Verteilnetzausbau entfalten. Die Netzausbaupläne sollten daher so weiterentwickelt werden, dass sie dem Grundgedanken einer öffentlichen Bedarfsplanung im Sinne dieser Arbeit entsprechen und damit eine öffentliche Bedarfsplanung für den Bereich der Stromverteilnetze etabliert wird.

Literaturverzeichnis

50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2023): Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) - Modellbeschreibung; abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/regelenergie/ausgleichsenergiepreis/modellbeschreibung_der_rebap-berechnung_ab__01.11.2023.pdf.

Agora Think Tanks / Prognos / Öko-Institut / Wuppertal-Institut / Universität Kassel (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung.; Studie im Auftrag der Agora Think Tanks (Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Berlin, abgerufen im Internet am 21.11.2024 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf.

Agora Verkehrswende (2017): Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende; Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/12_Thesen/Agora-Verkehrswende-12-Thesen_WEB.pdf.

Agrell, P.J. / Bogetoft, P. (2017): Regulatory Benchmarking: Models, Analyses and Applications; in: Data Envelopment Analysis Journal, Bd. 3, Nr. 1–2.

Agricola, A.-Cl. / Höflich, B. / Richard, P. / Völker, J. / Rehtanz, C. / Greve, M. / Gwisdorf, B. / Kays, J. / Noll, T. / Schwippe, J. / Seack, A. / Teuwsen, J. / Brunekreeft, G. / Meyer, R. / Liebert, V. (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie); Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena), Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://digital.zlb.de/viewer/resolver?urn=urn:nbn:de:kobv:109-opus-208471>.

Agricola, A.-Cl. / Seidl, H. / Heuke, R. / Rehtanz, C. / Schwippe, J. / Greve, M. / Noll, T. – Deutsche Energie-Agentur (dena) / Technische Universität Dortmund / ef.Ruhr (2016): Analyse: Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030.; Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen., Berlin, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Presse___Medien/dena-Analyse-Momentanreserve-2030-Plattform-Systemdienstleistungen.pdf.

- Agricola, A.-Cl. / Seidl, H. / Mischinger, S. / Rehtanz, C. / Greve, M. / Häger, U. / Hilbrich, D. / Kippelt, S. / Kubis, A. / Liebenau, V. / Noll, T. / Rüberg, S. / Schlüter, T. / Schwippe, J. / Spieker, C. / Teuwsen, J. – Deutsche Energie-Agentur (dena) / Technische Universität Dortmund / ef.Ruhr (2014):** dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.; Endbericht zum Projekt Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf.
- Ahmadian, A. / Sedghi, M. / Mohammadi-Ivatloo, B. / Elkamel, A. / Aliakbar Golkar, M. / Fowler, M. (2018):** Cost-Benefit Analysis of V2G Implementation in Distribution Networks Considering PEVs Battery Degradation; in: IEEE Transactions on Sustainable Energy, Bd. 9, Nr. 2, S. 961–970.
- 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.
- Alchian, A.A. / Woodward, S. (1988):** The Firm Is Dead; Long Live The Firm a Review of Oliver E. Williamson's The Economic Institutions of Capitalism; in: Journal of Economic Literature, Bd. 26, Nr. 1, S. 65–79.
- Andor, M. / Flinkerbusch, K. / Janssen, M. / Liebau, B. / Wobben, M. (2010):** Handeln am Day-After Strommarkt; abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://www.researchgate.net/publication/262533140_Handeln_am_Day-After_Strommarkt/link/0f317537f10e475038000000/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7InBhZ2UiOiJwdWJsaWNhdGlvbilsInByZXZpb3VzUGFnZSI6bnVsbH19.
- Bailey, M. / Brown, D. / Myers, E. / Shaffer, B. / Wolak, F. (2024):** Electric Vehicles and the Energy Transition: Unintended Consequences of a Common Retail Rate Design; NBER Working Paper, Cambridge, abgerufen im Internet am 18.09.2024 unter <https://www.nber.org/papers/w32886>.
- Bangert, L. / Fritz, W. / Linke, C. – Consentec (2023):** Gesteuertes Laden - Warum es sich lohnt, beim Laden von Elektrofahrzeugen auf Stromangebot und Netzauslastung zu achten; Studie im Auftrag der Agora Verkehrswende, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/Gesteuertes-Laden/97_Analyse-Gesteuertes_Laden.pdf.
- BCG – Boston Consulting Group (2021):** Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft; Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e. V. (BDI), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://bdi.eu/artikel/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft>.

- BDEW – BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023):** TAB 2023; BDEW-Bundesmusterwortlaut für Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss und den Betrieb elektrischer Anlagen an das Niederspannungsnetz Version 1.0, Berlin, abgerufen im Internet am 24.02.2024 unter https://www.bdew.de/media/documents/3000_BDEW_Bundesmusterwortlaut_TAB_2023_v20230502.pdf.
- Becker, C. (2020):** Stromnetze; in: Kaltschmitt, M. / Streicher, W. / Wiese, A. (Hrsg.), Erneuerbare Energien: Systemtechnik · Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte, Berlin, Heidelberg: Springer, S. 1153–1202.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Lenz, A.-K. / Heurich, J. (2014):** Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland: Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise; Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf.
- Beckers, T. / Bieschke, N. / Ott, R. / Vorwerk, L. (2017):** Inhaltlicher Abschlussbericht zum Vorhaben „Dezentrale Beteiligung an der Planung und Finanzierung der Transformation des Energiesystems - Eine interdisziplinäre Analyse auf Basis der Institutionenökonomik und politikwissenschaftlicher, technisch-systemischer sowie rechtlicher Erkenntnisse“ (DZ-ES); gefördert vom Bundesministeriums für Bildung und Forschung, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:1002909112/>.
- 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, abgerufen im Internet am 27.04.2023 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. / Gizzi, F. (2019):** Die Bereitstellung von (Basis-)Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität im öffentlichen Straßenraum – Eine ökonomische Analyse; Kurzstudie im Auftrag des vom Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) beauftragten Projektes „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen“, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2019/beckers_gizzi_2019-bereitstellung_von_basis-ladeinfrastruktur_fuer_die_e-mobilitaet_im_oeffentlichen_strassenraum.pdf.

- Beckers, T. / Gizzi, F. / Hermes, G. / Weiß, H. (2019):** Die Bereitstellung der Schnellladeinfrastruktur für die Elektromobilität in Deutschland – Eine ökonomisch-juristische Analyse zentraler Fragestellungen und alternativer Organisationsmodelle; Studie im Rahmen des vom Bundesministeriums für Verkehr und Digitale Infrastruktur (BMVI) beauftragten Projektes „Rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen“, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2019/beckers_et_al_2019-bereitstellung_der_schnell-ladeinfrastruktur_fuer_die_elektromobilitaet_in_deutschland.pdf.
- Beckers, T. / Gizzi, F. / Jäkel, K. (2013):** Organisations- und Betreibermodelle für Verkehrstelematikangebote - Untersuchungsansatz sowie beispielhafte Analyse von Verkehrsinformationsdiensten; Berlin, abgerufen im Internet am 06.02.2024 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. / Kreft, T. / Hildebrandt, J. (2015):** Effiziente Bereitstellung der (öffentlich zugänglichen) Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität in Deutschland – Ökonomische Grundlagen, kurze Beurteilung des Status quo und zentrale Handlungsempfehlungen unter Berücksichtigung der europäischen Richtlinie 2014/94/EU; Papier für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) im Rahmen des Auftrags „Analysen für die Entwicklung der nationalen Infrastrukturpläne CNG, LNG, Wasserstoff und elektrische Ladestationen für den Straßenverkehr in Deutschland“, Berlin, abgerufen im Internet am 17.01.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2015/beckers_gizzi_kreft_hildebrandt_2015-bereitstellung_der_oeff_zugaengl_li_fuer_elektromobilitaet-v80.pdf.
- Beckers, T. / Klatt, J.P. / Kühling, J. / Schall, T. (2010):** Entgeltregulierung der deutschen Flughäfen: Reformbedarf aus ökonomischer und juristischer Sicht; Münster: Verl.-Haus Monsenstein und Vannerdat.
- Beckers, T. / Lenz, A.-K. / Bieschke, N. / Heurich, J. / Hoffrichter, A. / Wallbrecht, A. (2016):** Bedeutung und Ermittlung von Kapitalkosten im Rahmen der Infrastrukturregulierung; Studie im Rahmen des von der Stiftung Mercator geförderten Projekts EE-Netz, Berlin, abgerufen im Internet am 18.07.2016 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2016/beckers_et_al_2016-kapitalkosten_bei_der_infrastrukturregulierung-v28.pdf.

Bertsch, J. / Schweter, H. / Sitzmann, A. / Buhl, H.U. / Fridgen, G. / Körner, M.-F. / Michaelis, A. / Rägo, V. / Sachs, T. / Schöpf, T. / Schott, P. – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) (2019): Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität - Status-Quo-Analyse und Metastudie; Studie im Rahmen des Kopernikus-Projekts „Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“ (SynErgie) 2. Fassung, Köln, Augsburg, Bayreuth, abgerufen im Internet am 08.02.2024 unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2019/12/Studie_SynErgie_Metastudie_Zweite-Auflage_final.pdf.

Beste, H. (2017): Theorie der Industrieökonomik; Berlin, Heidelberg: Springer.

Bieschke, N. / Beckers, T. / Heimroth, P. / Vorwerk, L. (2023): Weitere Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG – Ergänzungen zur Stellungnahme vom 27.01.2023 und Fokus auf das Thema „Zeitvariable Netzentgelte vs. IWM-Vorschlag“; Weimar, abgerufen im Internet am 16.03.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publicationen/2023/2023_03_15-stellungnahme2_iwm_zum_14a-eckpunktepapier_bnetza.pdf.

Bieschke, N. / Beckers, T. / Vorwerk, L. (2023a): Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG („Eckpunktepapier zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG“ der BNetzA, Stand 24. November 2022); Weimar, abgerufen im Internet am 28.01.2023 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publicationen/2023/2023_01_27-stellungnahme_iwm_zum_14a-eckpunktepapier_bnetza.pdf.

Bieschke, N. / Beckers, T. / Vorwerk, L. (2023b): Stellungnahme der Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM) an der Bauhaus-Universität Weimar im Rahmen der zweiten Konsultation des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG – Ergänzende Stellungnahme zu den Änderungsvorschlägen der BNetzA vom 16.06.2023; Weimar, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publicationen/2023/2023_07_27-stellungnahme_iwm_zu_aenderungsvorschlaegen_14a-eckpunktepapier_bnetza.pdf.

- Bieschke, N. / Vorwerk, L. / Beckers, T. (2018):** Kapazitätsauslegung und -allokation bei Stromverteilnetzen unter Berücksichtigung neuer Lasten aus dem Verkehrs- und Wärmesektor – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse; Erstellt im Rahmen des Kopernikus-Projektes „Energiewende-Navigationssystem zur Erfassung, Analyse und Simulation der systemischen Vernetzungen“ (ENavi), gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), Berlin, abgerufen im Internet am 24.02.2025 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2018/bieschke_vorwerk_beckers_2018-kapazitaetsauslegung_und_allokation_bei_stromverteilnetzen.pdf.
- Bieschke, N. / Vorwerk, L. / Beckers, T. / Cullmann, A. / Rechlitz, J. (2019):** Zur Effizienz von privaten und öffentlichen Unternehmen – Eine kritische Einordnung quantitativ-empirischer Analysen am Beispiel von Stromverteilnetzbetreibern; Arbeitspapier, Berlin, abgerufen im Internet am 03.11.2022 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2019/bieschke_et_al_2019-zur_effizienz_von_privaten_und_%C3%B6ffentlichen_unternehmen---arbeitspapier_stand_2019_12.pdf.
- Biggar, D. (2009):** Is Protecting Sunk Investments by Consumers a Key Rationale for Natural Monopoly Regulation?; in: Review of Network Economics, Bd. 8, Nr. 2.
- Billerbeck, A. / George, J.F. / Müller, V.P. / Winkler, J. / Timofeeva, E. / Weidinger, L. / Greitzer, M. / Hanßke, A. / Nolden, C. / Jentsch, A. / Sercan-Çalışmaz, K. – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie (IEG) / Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) (2023):** Analyse aktueller ökonomischer Rahmenbedingungen für Großwärmepumpen; Bericht Arbeitspaket 1 im Projekt Fern- und Prozesswärmeversorgung durch Wärmepumpen als Ersatz der Kohleverbrennung (FernWP), abgerufen im Internet am 24.02.2024 unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2023/FernWP_AP1_Bericht.pdf.
- Black, F. / Scholes, M. (1973):** The Pricing of Options and Corporate Liabilities; in: Journal of Political Economy, Bd. 81, Nr. 3, S. 637–654.
- BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024):** Strommarktdesign der Zukunft - Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem; Berlin, abgerufen im Internet am 08.01.2025 unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240802-strommarktdesign.html>.
- BNE – Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) (2015):** Decentralized Flexibility Market - A market based solution for organizing access to flexibility on the local distribution network; Berlin.
- BNE – Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) (2016):** Decentralized Flexibility Market 2.0 - A market based solution for organizing access to flexibility on the local distribution network; Berlin.

- BNE – Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) (2020):** Das bne-Quotenmodell für mehr Flexibilität im Verteilnetz - Vorschlag für eine kosteneffiziente und kundenfreundliche Umsetzung netzdienlicher Flexibilität; Positionspapier, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/20200318_bne_Quotenmodell_final.pdf.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2006):** Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG; Bonn, abgerufen im Internet am 26.01.2024 unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/berichteinfuehrganreizregulierung.pdf.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2015):** Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung - Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung; Bonn, abgerufen im Internet am 26.01.2024 unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2015/aregv_evaluierungsbericht_2015_barrierefrei.pdf.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2019):** Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE); Konsolidierte Lesefassung gemäß Beschluss BK6-19-218 vom 11.12.2019, Bonn, abgerufen im Internet am 18.03.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/831_gpke/20200527_Anlage1_GPKE.pdf;jsessionid=4333A2017671FEE82824331B316B9CF3?__blob=publicationFile&v=4.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2022):** Eckpunktepapier zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG; Eckpunktepapier im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz, Bonn, abgerufen im Internet am 02.03.2023 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_Konsultation/BK6-22-300_Eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA – Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2023a):** Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA (BK6-22-300), Bonn, abgerufen im Internet am 18.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_20231127.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

- BNetzA – Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 8 (2023b):** Beschluss zur Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG; Beschluss der Beschlusskammer 8 der BNetzA (BK8-22/010-A), Bonn, abgerufen im Internet am 18.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- BNetzA – Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2023c):** Festlegung (Entwurf) zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a EnWG (BK6-22-300); Festlegung (Entwurf) der Beschlusskammer 6 der BNetzA, Bonn, abgerufen im Internet am 20.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_ZweiteKonsultation/BK6-22-300_Regelungswerk.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA – Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 8 (2023d):** Festlegung (Entwurf) zu Netzentgelten bei Anwendung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach §14a EnWG gem. Festlegung BK6-22-300 (BK8-22/010-A); Festlegung (Entwurf) der Beschlusskammer 8 der BNetzA, Bonn, abgerufen im Internet am 20.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Eckpunktepapier_zweite_Kons_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- BNetzA – Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2023e):** Anlage 1 zum Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Anlage zum Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA (BK6-22-300), Bonn, abgerufen im Internet am 18.02.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2024):** Energie Eckpunktepapier - Netze. Effizienz. Sicher. Transformiert.; Bonn, abgerufen im Internet am 29.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/GBK/Eckpktpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BNetzA / BKartA – Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2023):** Monitoringbericht 2023; abgerufen im Internet am 29.01.2024 unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>.
- Bogetoft, P. / Otto, L. (2011):** Benchmarking with DEA, SFA, and R; International Series in Operations Research & Management Science, New York, NY: Springer.
- Borchert, J. / Walter, G. (2002):** Der Einsatz von Realoptionen in der Elektrizitätswirtschaft; in: M&A Review, Nr. 4, S. 198–204.

- Brenna, M. / Foiadelli, F. / Leone, C. / Longo, M. (2020):** Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation; in: Journal of Electrical Engineering & Technology, Bd. 15, Nr. 6, S. 2539–2552.
- Büchner, J. / Katzfey, J. / Flörcken, O. / Moser, A. / Schuster, H. / Dierkes, S. / van Leeuwen, T. / Verheggen, L. / Uslar, M. / van Amelsvoort, M. – E-Bridge Consulting / RWTH Aachen - Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft, OFFIS - Institut für Informatik (2014):** Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie); Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) 44/12, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
- Bülo, T. / Geibel, D. / Sutter, F. / Boldt, K. – SMA Solar Technology AG, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES) / J. Schneider Elektrotechnik / EnergieNetz Mitte (ENM) (2014):** Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz - Entwicklung neuer Technologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbaren Energien in Niederspannungsnetzen: Entwicklung einer intelligenten Netzstation; Öffentlicher Schlussbericht des vom BMWi geförderten Projekts „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz“, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2013/intelligentes-niederspannungsnetz.html>.
- Burger, J. / Hildermeier, J. / Jahn, A. / Rosenow, J. – Regulatory Assistance Project (RAP) (2022):** The time is now: smart charging of electric vehicles; abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/09/rap-jb-jh-smart-charging-europe-2022-april-26.pdf>.
- Bürger, V. / Hesse, T. / Palzer, A. / Köhler, B. / Herkel, S. / Engelmann, P. / Quack, D. – Öko-Institut Freiburg / Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2017):** Klimaneutraler Gebäudebestand 2050; Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Freiburg, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaneutraler-gebäudebestand-2050-0>.
- Burges, K. / Creutzburg, P. / Maas, N. / Nabe, C. (2022):** Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Synthesebericht 2 des SINTEG Förderprogramms, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Coase, R.H. (1937):** The Nature of the Firm; in: *Economica*, Bd. 4, Nr. 16, S. 386–405.
- Cole, W. / Karmakar, A. – National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2023):** Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update; Technical Report NREL/TP-6A40-85332, abgerufen im Internet am 12.02.2024 unter <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>.
- Consentec (2016):** Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft; Untersuchung im Auftrag der BNetzA,

Aachen, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/GA_AnalytischeKostenmodelle.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Consentec (2019): Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems; Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128306640>.

Consentec (2020): Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten; Gutachten für die Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), Aachen, abgerufen im Internet am 01.12.2022 unter <https://www.consentec.de/publikationen/studien>.

Consentec (2022): Netzintegration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG: Stellungnahme zum Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur vom 24.11.2022; Aachen, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-12/Consentec_vzbv_SteuerbVerbr_Konsultation_20221219.pdf.

Consentec (2023): Zeitvariable Netzentgelte als präventives Anreizinstrument für steuerbare Verbrauchseinrichtungen; Konzeptvorschlag im Rahmen einer Untersuchung für den Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), Aachen, abgerufen im Internet am 01.03.2023 unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Stellungnahmen/Verbraucherzentrale%20Bundesverband%20-%20Konzeptvorschlag%20zeitvariable%20Netzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Consentec / Fraunhofer ISI – Consentec / Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2018): Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Projekt Nr. 043/16, Aachen und Karlsruhe, abgerufen im Internet am 11.04.2023 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionsen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Consentec / Neon – Consentec / Neon Neue Energieökonomik (2022): Schnellladen fördern, Wettbewerb stärken - Finanzierungsmodelle für den Aufbau von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Pkw; Studie erstellt im Auftrag von Agora Verkehrswende, Aachen, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2022/Ladeinfrastruktur/Agora-Verkehrswende_Schnellladen-foerdern-Wettbewerb-staerken.pdf.

- Consentec / Uni Stuttgart IFK / TU Braunschweig elenia – Consentec / Universität Stuttgart - IFK Abteilung für Stromerzeugung und Automatisierungstechnik / TU Braunschweig - elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme (2023):** Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve; Studie im Auftrag der Amprion GmbH, Aachen, Stuttgart, Braunschweig, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://systemmarkt.net/Mediathek/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf.
- Damisch, P.N. (2002):** Wertorientiertes Flexibilitätsmanagement durch den Realoptionsansatz; Deutscher Universitätsverlag Wiesbaden.
- dena – Deutsche Energie-Agentur (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität; Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- Destatis – Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022):** Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Private Haushalte und Umwelt (Berichtszeitraum 2000 - 2020); Wiesbaden, abgerufen im Internet am 12.02.2024 unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Publikationen/Downloads/haushalte-umwelt-pdf-5851319.pdf?__blob=publicationFile.
- DIHK / EFET – Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin und Brüssel (DIHK) / Verband Deutscher Energiehändler e.V. (EFET Deutschland) (2020):** Strombeschaffung und Stromhandel; abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/energie-dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>.
- Doppelbauer, M. (2020):** Grundlagen der Elektromobilität - Technik, Praxis, Energie und Umwelt; Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Du, J. / Mo, X. / Li, Y. / Zhang, Q. / Li, J. / Wu, X. / Lu, L. / Ouyang, M. (2021):** Boundaries of high-power charging for long-range battery electric car from the heat generation perspective; in: Energy, Bd. 182, S. 211–223.
- Dullien, S. / Weber, I.M. (2022):** Mit einem Gaspreisdeckel die Inflation bremsen; in: Wirtschaftsdienst, Bd. 2022, Nr. 3, S. 154–155.
- E-Bridge – E-Bridge Consulting (2017):** Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz - Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende; Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, Bonn, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2022/11/E-Bridge_Abschlussbericht-Sichere-und-effiziente-Koordinierung-von-Flexi....pdf.

- E-Bridge – E-Bridge Consulting (2020):** Zeitvariable Netztarife und intelligentes Energiemanagement für flexible Netzkunden - Innovatives Konzept zur Förderung und Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Verteilnetz und dessen praktische Umsetzung; Bonn, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2022/11/Studie-Mitnetz_E-Bridge_-Zeitvariable-Netztarife_Intelligente-Energiemanagementsysteme_Juni-2020.pdf.
- Economic Sciences Prize Committee (2009):** Economic Governance - Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2009; abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2009/advanced-information/>.
- Economic Sciences Prize Committee (2016):** Contract Theory - Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2009; abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter <https://www.nobelprize.org/uploads/2018/06/advanced-economicsciences2016-1.pdf>.
- Economic Sciences Prize Committee (2020):** Improvements to Auction Theory and Inventions of new Auction Formats - Scientific Background on the Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2009; abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter <https://www.nobelprize.org/uploads/2020/09/advanced-economicsciencesprize2020.pdf>.
- Egbue, O. / Naidu, D.S. / Uko, C. (2022):** Electric Vehicles and Smart Grid Integration: Analysis of Battery Degradation Cost; in: 2022 7th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech), Vortrag auf der 2022 7th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech) am 07.2022, S. 1–4.
- Eicke, A. / Hirth, L. / Mühlenpfordt, J. (2024):** Mehrwert dezentraler Flexibilität - Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?; Kurzstudie im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.), Berlin, abgerufen im Internet am 19.03.2024 unter <https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf>.
- Eisenhardt, K.M. (1989):** Agency Theory: An Assessment and Review; in: The Academy of Management Review, Bd. 14, Nr. 1, S. 57–74.
- EICom – Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (2022):** Handelsvolumina und Preisvolatilität an den Day Ahead und Intraday Strommärkten mit Lieferort Schweiz, Deutschland und Frankreich: Belohnung für Flexibilität?; Studie, Bern, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/handelsvoluminaundpreisvolatilitaetandendayaheadundintradaystrommaerktenmitlieferortschweizdeutschlandundfrankreich.pdf.download.pdf/Handelsvolumina%20und%20Preisvolatilit%C3%A4t%20an%20den%20Day%20Ahead%20und%20Intraday%20Stromm%C3%A4rkten%20mit%20Lieferort%20Schweiz,%20Deutschland%20und%20Frankreich.pdf>.

- Elsenbast, W. / Perner, J. / Rodgarkia-Dara, A. (2017):** Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?: Anmerkungen zum novellierten Regulierungsrahmen für Strom- und Gasnetzbetreiber; in: Wirtschaftsdienst, Bd. 97, Nr. 1, S. 64–70.
- Erlei, M. / Leschke, M. / Sauerland, D. (2016):** Neue Institutionenökonomik; 3. überarbeitete und erweiterte Auflage 2016, Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Fama, E.F. (1980):** Agency Problems and the Theory of the Firm; in: Journal of Political Economy, Bd. 88, Nr. 2, S. 288–307.
- Fama, E.F. / Jensen, M.C. (1983):** Separation of Ownership and Control; in: The Journal of Law & Economics, Bd. 26, Nr. 2, S. 301–325.
- Fraunhofer ISI / Consentec / TU Berlin / ifeu – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Technische Universität Berlin - Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) / ifeu: Institut für Energie- und Umweltforschung (2021a):** Langfristszenarien 3 - Kurzbericht: 3 Hauptszenarien; Studie im Auftrag des BMWi 3, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorerer-wAssets/docs/LFS_Kurzbericht_final_v5.pdf.
- Fraunhofer ISI / Consentec / TU Berlin / ifeu – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Technische Universität Berlin - Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) / ifeu: Institut für Energie- und Umweltforschung (2021b):** Langfristszenarien 3 – Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Bericht Energieangebot; Studie im Auftrag des BMWi 3, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorerer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Energieangebot-final.pdf>.
- Fraunhofer ISI / Consentec / TU Berlin / ifeu – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Technische Universität Berlin - Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) / ifeu: Institut für Energie- und Umweltforschung (2021c):** Langfristszenarien 3 - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Gebäude; Studie im Auftrag des BMWi 3, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorerer-wAssets/docs/LFS-Gebaeude.pdf>.

Fraunhofer ISI / Consentec / TU Berlin / ifeu – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Technische Universität Berlin - Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) / ifeu: Institut für Energie- und Umweltforschung (2021d): Langfristszenarien 3 - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Verkehr; Studie im Auftrag des BMWi 3, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Langbericht_Verkehr_final.pdf.

Fraunhofer ISI / Consentec / TU Berlin / ifeu – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Consentec / Technische Universität Berlin - Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement (E&R) / ifeu: Institut für Energie- und Umweltforschung (2021e): Langfristszenarien 3 - Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Stromnetze; Studie im Auftrag des BMWi 3, Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Stromnetze-final.pdf>.

Fritz, W. / Ladermann, A. / Willemsen / George, J. / Klobasa, M. / Kühnbach, M. / Neef, C. / Stute, J. / Kahl, H. / Senders, J. – Consentec / Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / Fraunhofer Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG / Stiftung Umweltenergierecht (2022): Batteriespeicher in Netzen; Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Projekt-Nr. 33/18, Aachen, Karlsruhe, Würzburg, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

Frontier Economics (2024): Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg; Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, abgerufen im Internet am 02.01.2025 unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf.

Gao, Z. / Xie, H. / Yu, H. / Ma, B. / Liu, X. / Chen, S. (2022): Study on Lithium-Ion Battery Degradation Caused by Side Reactions in Fast-Charging Process; in: *Frontiers in Energy Research*, Bd. 10.

Gehrt, J. (2010): Flexibilität in langfristigen Verträgen - Eine ökonomische Analyse des vertraglichen Nachverhandlungsdesigns bei PPP-Projekten; Dissertation, Technische Universität Berlin.

- Gierkink, M. / Wagner, J. / Czock, B.H. / Lilienkamp, A. / Moritz, M. / Pickert, L. / Sprenger, T. / Zinke, J. / von Haebler, J. / Tretschock, M. / Wagner, C. / Greve, M. / Fiedler, S. / Ho, L. – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) / ef.Ruhr / Universität zu Köln, Institut für Geophysik und Meteorologie & Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung, Klimamonitoring & Diagnostik (2021):** Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems; Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität im Auftrag der Deutschen Energie -Agentur (dena), Köln, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/03/211005_EWI-Gutachterbericht_dena-Leitstudie-Aufbruch-Klimaneutralitaet.pdf.
- Gizzi, F. (2016):** Implementierung komplexer Systemgüter; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Godron, P. / Herrndorff, M. / Müller, S. / Schaber, K. / Zackariat, M. / Jooß, N. / Köppl, S. / Müller, M. / Reinhard, J. / Roon, S. von / Weiß, A. – Agora Energiewende, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2023):** Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen - Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können; Studie erstellt im Auftrag von Agora Verkehrswende, Berlin, München, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf.
- Goldberg, V. (1976):** Regulation and Administered Contracts; in: Bell Journal of Economics, Bd. 7, Nr. 2, S. 426–448.
- Grossman, S.J. / Hart, O.D. (1986):** The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration; in: Journal of Political Economy, Bd. 94, Nr. 4, S. 691–719.
- Growitsch, C. / Müller, C. / Stronzik, M. – WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (2010):** Anreizregulierung und Netzinvestitionen; 339, WIK Diskussionsbeitrag, Bad Honnef, abgerufen im Internet am 29.01.2024 unter https://www.wik.org/fileadmin/files/_migrated/news_files/WIK_Diskussionsbeitrag_Nr_339.pdf.
- Günther, D. / Wapler, J. / Langner, R. / Helmling, S. / Miara, M. / Fischer, D. / Zimmermann, D. / Wolf, T. / Wille-Hausmann, W. – ait-deutschland / Bosch Thermotechnik / Elektrizitätswerk Mittelbaden / Glen Dimplex Wärmepumpentechnik / Heliotherm Wärmepumpentechnik / Lechwerke AG, Max Weishaupt / Stadtwerke Stuttgart / Stiebel Eltron / Vaillant Deutschland / Viessmann Werke (2020):** Felduntersuchung optimal abgestimmter Wärmepumpenheizungssysteme in Bestandsgebäuden beim Betrieb im konventionellen sowie im intelligenten Stromnetz (Smart Grid); Abschlussbericht zum Projekt „Wärmepumpen im Bestand“ (WPsmart IM BESTAND), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-smart-im-bestand/download/Berichte/BMWi-03ET1272A-WPsmart_im_Bestand-Schlussbericht.pdf.

- Harnisch, S. / Steffens, P. / Thies, H.H. / Monscheidt, J. / Münch, L. / Böse, C. / Gemsjäger, B. / Lehde, B. / Schmiesing, J. / Noske, T. / Hache, J. – Bergische Universität Wuppertal - Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik / Siemens - Energy Management Division / Avacon / Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (2016):** Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen; Leitfaden im Rahmen des vom Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie finanzierten Forschungsprojekts „Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende“ (PuBVerteilung) Band 8, Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal, Erlangen, abgerufen im Internet am 28.02.2024 unter <http://elpub.bib.uni-wuppertal.de/servlets/DocumentServlet?id=5890>.
- Hart, O. (2003):** Incomplete Contracts and Public Ownership: Remarks, and an Application to Public-Private Partnerships; in: Economic Journal, Bd. 113, Nr. 486, S. C69–C76.
- Hartung, A. / Schlenker, A. (2017):** Vermarktung von Kraftwerken aus Handelssicht; in: Zenke, I. / Schäfer, R. (Hrsg.), Energiehandel in Europa - Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate, 4. Auflage, C.H.BECK.
- Hecht, C. / Figgner, J. / Sauer, D.U. (2022):** Simultaneity Factors of Public Electric Vehicle Charging Stations Based on Real-World Occupation Data; in: World Electric Vehicle Journal, Bd. 13, Nr. 7, S. 129.
- Held, L. (2022):** Netzplanung in unsymmetrisch belasteten Niederspannungsnetzen und der Betrieb von Batteriespeichern als netzentlastendes Betriebsmittel; Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Held, L. / März, A. / Krohn, D. / Wirth, J. / Zimmerlin, M. / Suriyah, M. / Leibfried, T. / Jochem, P. / Fichtner, W. (2019):** The Influence of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Grids with Characteristics Typical for Germany; in: World Electric Vehicle Journal, Bd. 10, S. 88.
- Helm (2009a):** Utility Regulation, the RAB and the Cost of Capital; Arbeitspapier, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter http://www.dieterhelm.co.uk/sites/default/files/Helm_CC_0605_09.pdf.
- Helm, D. (2009b):** Infrastructure investment, the cost of capital, and regulation: an assessment; in: Oxford Review of Economic Policy, Bd. 25, Nr. 3, S. 307–326.
- Helm, D. (2023):** The cost of capital, the regulatory asset base and risk; Arbeitspapier, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://dieterhelm.co.uk/economics/the-cost-of-capital-the-regulatory-asset-base-and-risk/#>.
- Hennig, R.J. / de Vries, L.J. / Tindemans, S.H. (2024):** Risk vs. restriction - An investigation of capacity-limitation based congestion management in electric distribution grids; in: Energy Policy, Bd. 186, S. 14.
- Heuck, K. / Dettmann, K.-D. / Schulz, D. (2013):** Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis; 9., aktualisierte und korrigierte Auflage, Springer Vieweg.

- Hildebrandt, J. (2016):** Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge unter Berücksichtigung idealtypischer Ladebedarfe; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Hirschhausen, C. von / Flekstad, M. / Meran, G. / Sundermann, G. – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (2017):** Nachhaltiges Entwicklungsziel Trinkwasser: Faire Gestaltung der Grundversorgung durch Blocktarife; DIW Wochenbericht 28 / 2017, DIW Wochenbericht, Berlin.
- Hirth, L. / Eicke, A. – Neon Neue Energieökonomik (2023):** Zeitvariable Verteilnetzentgelte - Eine ökonomische Perspektive auf die deutsche Netzentgeltsystematik; Memorandum im Auftrag von LichtBlick SE, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://neon.energy/Neon-Variable-Netzentgelte.pdf>.
- Hirth, L. / Maurer, C. / Schlecht, I. / Tersteegen, B. (2019):** Strategisches Bieten in Flex-Märkten; in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 69, Nr. 6, S. 52–56.
- Hirth, L. / Schlecht, I. (2019):** Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power); Working Paper, Kiel, Hamburg, abgerufen im Internet am 26.02.2024 unter <https://www.econstor.eu/handle/10419/194292>.
- Hoffrichter, A. (2021):** Die Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Holler, M.J. / Illing, G. / Napel, S. (2019):** Einführung in die Spieltheorie; Berlin, Heidelberg: Springer.
- Holmström, B. (1979):** Moral Hazard and Observability; in: The Bell Journal of Economics, Bd. 10, Nr. 1, S. 74–91.
- Holmstrom, B. (1983):** Equilibrium Long-Term Labor Contracts; in: The Quarterly Journal of Economics, Bd. 98, S. 23–54.
- Jahns, C. / Stein, T. / Höckner, J. / Weber, C. (2023):** Prevention of strategic behaviour in local flexibility markets using market monitoring – Concept, application example and limitations; in: Energy Policy, Bd. 174.
- Jenkinson, T. (2006):** Regulation and the Cost of Capital; in: Crew, M.A. / Parker, D. (Hrsg.), International Handbook on Economic Regulation, Edward Elgar Publishing, S. 146–163.
- Jensen, M.C. (1983):** Organization Theory and Methodology; in: The Accounting Review, Bd. 58, Nr. 2, S. 319–339.
- 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.

- Jörling, K. / Knapp, J. / Nabe, C. / Steinbacher, K. / Tiedemann, S. / Greve, M. / Tretschock, M. / Kippelt, S. / Burges, K. – Navigant Energy Germany / Kompetenzzentrum Elektromobilität / RE-xpertise (2019):** Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus; Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf.
- Joskow, P. / Tirole, J. (2006):** Retail Electricity Competition; in: The RAND Journal of Economics, Bd. 37, Nr. 4, S. 799–815.
- Joskow, P.L. (2014):** Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks; in: Economic Regulation and Its Reform: What Have We Learned?, University of Chicago Press, S. 291–344.
- KEDi / dena – Kompetenzzentrum Energieeffizienz durch Digitalisierung (KEDi), Deutsche Energie-Agentur (dena) (2024):** Netzorientierte Steuerung ermöglicht den weiteren Zubau von Wärmepumpen und Ladestationen; Publikation im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Halle, Berlin, abgerufen im Internet am 21.02.2024 unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/240205_KEDi_Factsheet____14a_Web.pdf.
- Kim, J. / Kowal, J. (2022):** Development of a Matlab/Simulink Model for Monitoring Cell State-of-Health and State-of-Charge via Impedance of Lithium-Ion Battery Cells; in: Batteries, Bd. 8, Nr. 2, S. 8.
- Klatt, J.P. (2011):** Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen; Dissertation, 1. Aufl, Wettbewerb und Regulierung von Märkten und Unternehmen, Baden-Baden: Nomos.
- Kleimaier, M. / Schwarz, J. (2009):** Elektro-Speicherheizung – Neue Anwendung statt Verbot; in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Bd. 59, Nr. 5, S. 60–61.
- Klemp, N. / Heilmann, E. / Köppl, S. / Huber, J. – Universität Stuttgart - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) / Universität Kassel - Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft / Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), FZI Forschungszentrum Informatik (FZI) (2020):** Netz und Markt verbünden - Das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei prototypischen Umsetzungen; Sinteg-Projekt, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/08/5.2_FlexPlattformen_TLPwhite.pdf.

- Klobasa, M. / Stute, J. / Hilpert, J. / Fichter, T. / Nabe, C. – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) / Ecofys Germany / Stiftung Umweltenergierecht (2018):** Redispatchpotentiale; Bericht im Rahmen des Vorhabens: Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch, Projekt Nr. 055/17, Karlsruhe, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Knoll, F. / Antoni, J. / Gierschner, S. / Bieschke, N. / Gerdun, P. / Gierschner, M. / Schöley, A. / Schütt, M. / Soliman, R. / Uster, F. (2021):** Momentanreserve in einem überwiegend EE-basierten Stromsystem – Eine interdisziplinäre Einführung unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und juristischer Aspekte; Greifswald, Rostock, Stralsund, abgerufen im Internet am 01.01.2021 unter <https://epub.ub.uni-greifswald.de/frontdoor/index/index/docId/4444>.
- Konstantin, P. (2013):** Energietransport und -verteilung; in: Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, S. 453–509.
- Krampe / Wunsch, M. / Koepf, M. – Prognos (2016):** Eigenversorgung aus Solaranlagen - Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel; Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf.
- Kreft, T. (2019):** Institutionenökonomische Untersuchungen zum Angebot von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge; Dissertation, Technische Universität Berlin Berlin.
- Laffont, J.-J. (1994):** The New Economics of Regulation Ten Years After; in: *Econometrica*, Bd. 62, Nr. 3, S. 507–537.
- Laffont, J.-J. / Tirole, J. (1986):** Using Cost Observation to Regulate Firms; in: *Journal of Political Economy*, Bd. 94, Nr. 3, S. 614–641.
- Laffont, J.-J. / Tirole, J. (1991):** The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture; in: *The Quarterly Journal of Economics*, Bd. 106, Nr. 4, S. 1089–1127.
- Laffont, J.-J. / Tirole, J. (1993):** A theory of incentives in procurement and regulation; Cambridge, Mass. [u.a.]: MIT Press.
- Leinberger, K. / Siegemund, S. / Funke, S.Á. / Gnann, T. / Plötz, P. / Helms, H. / Kräck, J. / Lambrecht, U. / Keller-Herder, L. / Martin, J. / Meyer, M. – Deutsche Energie-Agentur (dena) / Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg / PwC Legal (2017):** Studie zur Vorbereitung der Novellierung der Pkw-EnVKV, anlässlich der Umstellung des Fahrzyklus von NEFZ auf WLTP; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/298797>.

- Lenz, A.-K. (2019):** Eine institutionenökonomische Analyse der Regulierung der Betreiber der Onshore-Stromübertragungsnetze und Offshore-Windpark-Anbindungen in Deutschland; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Lintner, J. (1965):** Security Prices, Risk, and Maximal Gains From Diversification; in: The Journal of Finance, Bd. 20, Nr. 4, S. 587–615.
- Littlechild, S.C. (1983):** Regulation of British Telecommunications' Profitability; Report to the Secretary of State, London: Department of Industry, London.
- Loebert, I. (2014):** Industrieökonomische Analyse der Entflechtungsoptionen des 3. EU-Liberalisierungspaketes; Dissertation, Universitätsbibliothek der HSU / UniBwH.
- Maier, C. / Nemec-Begluk, S. / Gawlik, W. / Heimberger, M. (2016):** OPEN HEAT GRID - Analyse der Netzstrukturen, der Anforderungen für die Koppelpunkte und des zukünftigen Wärmebedarfs in österreichischen Gebäuden; Projektbericht im Rahmen des Programms Stadt der Zukunft im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/schriftenreihe_2018-1c_open-heat-grid.pdf.
- Markowitz, H. (1952):** Portfolio Selection; in: The Journal of Finance, Bd. 7, Nr. 1, S. 77–91.
- Marscheider, J. / Neupert, S. / Meiling, D. / Kowal, J. (2020):** Batterietechnologien für die Mobilität der Zukunft – Stand der Technik, Herausforderungen und Ausblick; in: Spannungsfeld Fahrzeugantriebe – Gedenkschrift für Prof. Dr.-Ing. Roland Baar, Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin, S. 112–130.
- Mauler, L. / Duffner, F. / Leker, J. (2021):** Economies of scale in battery cell manufacturing: The impact of material and process innovations; in: Applied Energy, Bd. 286.
- Mauler, L. / Duffner, F. / Zeier, W.G. / Leker, J. (2021):** Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050; in: Energy & Environmental Science, Bd. 14, Nr. 9, S. 4712–4739.
- McAfee, R.P. / McMillan, J. (1986):** Bidding for Contracts: A Principal-Agent Analysis; in: The RAND Journal of Economics, Bd. 17, Nr. 3, S. 326–338.
- McAfee, R.P. / McMillan, J. (1988):** Incentives in Government Contracting; University of Toronto Press.
- Meran, G. / Hirschhausen, C. von (2017):** Increasing Block Tariffs in the Water Sector – An Interpretation in Terms of Social Preferences; in: The B.E. Journal of Economic Analysis & Policy, Bd. 17, Nr. 3, S. 20160079.
- Meran, G. / Siehlow, M. / von Hirschhausen, C. (2021):** The Economics of Water: Rules and Institutions; Springer Water, Cham: Springer International Publishing.
- Miara, M. / Bongs, C. / Günther, D. / Helmling, S. / Kramer, T. / Oltersdorf, T. / Wapler, J. (2013):** Wärmepumpen.; 1. Auflage, Fraunhofer IRB Verlag.

- Milgrom, P. / Roberts, J. (1992):** Economics, organization and management; Prentice-Hall international editions, Englewood Cliffs, NJ [u.a.]: Prentice Hall.
- Milgrom, P.R. (1979):** A Convergence Theorem for Competitive Bidding with Differential Information; in: *Econometrica*, Bd. 47, Nr. 3, S. 679–688.
- Milgrom, P.R. / Weber, R.J. (1982):** A Theory of Auctions and Competitive Bidding; in: *Econometrica*, Bd. 50, Nr. 5, S. 1089–1122.
- Mossin, J. (1966):** Equilibrium in a Capital Asset Market; in: *Econometrica*, Bd. 34, Nr. 4, S. 768–783.
- Mühlenkamp, H. (2012):** Zur relativen (In-)Effizienz öffentlicher (und privater) Unternehmen - Unternehmensziele, Effizienzmaßstäbe und empirische Befunde; in: Schaefer, C. / Theuvsen, L. (Hrsg.), *Renaissance öffentlicher Wirtschaft - Bestandsaufnahme - Kontexte - Perspektiven*, Baden-Baden: Nomos, S. 21–48.
- Müller, T. / Möst, D. (2018):** Demand Response Potential: Available when Needed?; in: *Energy Policy*, Bd. 115, S. 181–198.
- Myers, S.C. (1977):** Determinants of corporate borrowing; in: *Journal of Financial Economics*, Bd. 5, Nr. 2, S. 147–175.
- Nabe, C. / Arlt, M.-L. / Döring, M. / Holzhammer, U. / Gerhardt, N. (2017):** Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen - Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap; Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.
- Nabe, C. / Beyer, C. / Brodersen, N. / Schäffler, H. / Adam, D. / Heinemann, C. / Tusch, T. / Eder, J. / de Wyl, C. / vom Wege, J.-H. / Mühe, S. – Ecofys Germany / EnCT / Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) (2009):** Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen; Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Naumann, M. / Karl, R.Ch. / Truong, C.N. / Jossen, A. / Hesse, H.C. (2015):** Lithium-ion Battery Cost Analysis in PV-household Application; in: *Energy Procedia*, 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015, Bd. 73, S. 37–47.
- Neuhoff, K. / Boyd, R. (2011):** Technical Aspects of Nodal Pricing; 65877, EconStor Research Reports EconStor Research Reports, abgerufen im Internet am 13.06.2022 unter <https://ideas.repec.org/p/zbw/esrepo/65877.html>.

- NLL – Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) (2024):** Positionspapier Bidirektionales Laden diskriminierungsfrei ermöglichen - Handlungsempfehlungen des Beirats der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur zur Umsetzung der Maßnahme 47 des Masterplans Ladeinfrastruktur II; Positionspapier, Berlin, abgerufen im Internet am 14.03.2024 unter https://nationale-leitstelle.de/wp-content/uploads/2024/03/Bidirektionales-Laden_final_240306.pdf.
- Orth, N. / Weniger, J. / Meissner, L. (2022):** Empfehlung zur Auslegung von Solarstromspeichern; in: Sonnenenergie: Zeitschrift für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Bd. 22, Nr. 2, S. 16–18.
- Pavel, F. / Cullmann, A. / Girard, Y. / Nieswand, M. / Dehnen, N. – DIW Econ (2014):** Gutachten zum Investitionsverhalten der Strom- und Gasnetzbetreiber im Rahmen des Evaluierungsberichts nach § 33 Abs. 1 ARegV; Bericht im Auftrag der BNetzA, Berlin, abgerufen im Internet am 26.01.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Investitionsverhalten_ARegV.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Prognos / Öko-Institut / Wuppertal-Institut (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045 - Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann; Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
- Reinke, J. (2014):** Bereitstellung öffentlicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge: eine institutionenökonomische Analyse; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Reuther, T. / Kost, C. – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE - Gruppe Energiesysteme und Energiewirtschaft (2024):** Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen - Auswertung des Marktstammdatenregisters; Freiburg, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2024-02-photovoltaik-und-batteriespeicherzubau-in-deutschland.pdf>.
- Richter, R. / Furubotn, E.G. (2010):** Neue Institutionenökonomik: Eine Einführung und kritische Würdigung; 4., überarbeitete und erweiterte Auflage., Tübingen: Mohr Siebeck.
- Riechel, R. / Walter, J. – Deutsches Institut für Urbanistik (2022):** Kurzugutachten Kommunale Wärmeplanung; Kurzugutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_12-2022_kurzugutachten_kommunale_waermeplanung.pdf.
- Rodgarkia-Dara, A. (2024):** Ratchet Effect - Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen; Working Paper Nr. 18 der E-Control GmbH, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/WP18_200701.pdf/3da33597-3f02-4261-ba79-0d4592bde8a9?t=1413907679427.

- Samweber, F.T. (2017):** Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze; Dissertation, Technische Universität München.
- Sandel, M.J. (2013):** Market Reasoning as Moral Reasoning: Why Economists Should Re-engage with Political Philosophy; in: Journal of Economic Perspectives, Bd. 27, Nr. 4, S. 121–140.
- Schill, W.-P. (2020):** Electricity Storage and the Renewable Energy Transition; in: Joule, Bd. 4, Nr. 10, S. 2059–2064.
- Schmitz, P.W. (2001):** The Hold-Up Problem and Incomplete Contracts: A Survey of Recent Topics in Contract Theory; in: Bulletin of Economic Research, Bd. 53, Nr. 1, S. 1–17.
- Schossig, W. / Schossig, T. (2021):** Netzschutztechnik - Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze; 7. überarbeitete Auflage.
- Schwalbe, U. (2019):** Industrieökonomik; in: Apolte, T. / Erlei, M. / Göcke, M. / Menges, R. / Ott, N. / Schmidt, A. (Hrsg.), Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik I: Mikroökonomik, Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 149–369.
- Schwarz, H. / Pfeiffer, K. / Bendig, M. / Matzekat, D. / Platta, K. / Kuprat, M. / Butter, E. – Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg - Fachgebiet Energieverteilung und Hochspannungstechnik und Fachgebiet Dezentrale Energiesysteme (2018):** Systemdienstleistungen für Netz- und Systemsicherheit; Studie im Rahmen des Fachforums Energiewende des Landes Brandenburg im Auftrag des Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg, Cottbus, abgerufen im Internet am 07.02.2024 unter https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/SDL_Studie_BB_Abschlussbericht.pdf.
- Schwintowski, H.-P. / Scholz, F. / Schuler, A. (Hrsg.) (2021):** Handbuch Energiehandel; 5. völlig neu bearbeitete und wesentlich erweiterte Auflage, Erich Schmidt Verlag.
- Sharpe, W.F. (1964):** Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk; in: The Journal of Finance, Bd. 19, Nr. 3, S. 425–442.
- Shleifer, A. (1985):** A Theory of Yardstick Competition; in: Rand Journal of Economics, Bd. 16, Nr. 3, S. 319–327.
- Sillaber, A. (2016):** Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung; Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Simon, R. (2017):** Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen: Demand-Side-Management, Energiespeicher und Regelenergie; in: Matzen, F.J. / Tesch, R. (Hrsg.), Industrielle Energiestrategie: Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes, Wiesbaden: Springer Fachmedien, S. 255–273.

- Spalthoff, C. / Ulfers, J. / Prade, E. / Kneiske, T. / Lenz, M. / Braun, M. – Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) (2022):** Flexible Wärmepumpen im Verteilnetz - Studie zum Einfluss von kurzfristig umsetzbaren Flexibilitäten elektrischer Wärmepumpensysteme auf zukünftige Netzüberlastungen in einer Beispielregion; Studie im Auftrag des Bundesverbands Wärmepumpe e.V., Kassel, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Kurzstudie_FlexWP.pdf.
- Spiller, P.T. (2013):** Transaction cost regulation; in: Journal of Economic Behavior & Organization, Bd. 89, S. 232–242.
- Stronzik, M. / Wissner, M. – WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (2019):** Entwicklung des Effizienzvergleichs in Richtung Smart Grids; 447, WIK Diskussionsbeitrag, Bad Honnef, abgerufen im Internet am 29.01.2024 unter https://www.wik.org/fileadmin/files/_migrated/news_files/WIK_Diskussionsbeitrag_Nr_447.pdf.
- Subotic, I. / Levi, E. (2015):** A review of single-phase on-board integrated battery charging topologies for electric vehicles; in: 2015 IEEE Workshop on Electrical Machines Design, Control and Diagnosis (WEMDCD), Vortrag auf der 2015 IEEE Workshop on Electrical Machines Design, Control and Diagnosis (WEMDCD) am 03.2015, S. 136–145.
- Thingvad, A. / Calearo, L. / Andersen, P.B. / Marinelli, M. (2021):** Empirical Capacity Measurements of Electric Vehicles Subject to Battery Degradation From V2G Services; in: IEEE Transactions on Vehicular Technology, Bd. 70, Nr. 8, S. 7547–7557.
- Tirole, J. (1999):** Incomplete Contracts: Where Do We Stand?; in: Econometrica, Bd. 67, Nr. 4, S. 741–781.
- Tomaszewska, A. / Chu, Z. / Feng, X. / O’Kane, S. / Liu, X. / Chen, J. / Ji, C. / Ender, E. / Li, R. / Liu, L. / Li, Y. / Zheng, S. / Vetterlein, S. / Gao, M. / Du, J. / Parkes, M. / Ouyang, M. / Marinescu, M. / Offer, G. / Wu, B. (2019):** Lithium-ion battery fast charging: A review; in: eTransportation, Bd. 1.
- Trigeorgis, L. (1986):** Valuing Real Investment Opportunities: An Option Approach to Strategic Capital Budgeting; Harvard University.
- Trigeorgis, L. (1996):** Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation; Cambridge, MA, USA: MIT Press.
- Trinkner, U. / Mattmann, M. / Agrell, P. / Bogetoft, P. / Moser, A. / Siebrichs, M. / Löhr, L. – Swiss Economics / SUMICSID / Technisches Universität Aachen - IAEW (2019):** Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3); Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Effizienzvergleich_VNB/3RegPer/Gutachten_EVS3_geschw.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

- Trinkner, U. / Stritt, A. / Agrell, P. / Moser, A. / Ulbig, A. / Hauk, C. / Tischbein, F. (2024):** Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Referat 611 (Anreizregulierung, Vergleichsverfahren) und Beschlusskammer 8 (Netzentgelte Elektrizität), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.researchgate.net/profile/Urs-Trinkner/publication/380901092_Effizienzvergleich_Verteilernetzbetreiber_Strom_der_vierten_Regulierungsperiode/links/66549bef22a7f16b4f4ee8ac/Effizienzvergleich-Verteilernetzbetreiber-Strom-der-vierten-Regulierungsperiode.pdf?_tp=eyJjb250ZXh0ljp7ImZpcnN0UGFnZSI6Il9kaXJlY3QiLCJwYWdlIjoicHVibGljYXRpb24ifX0.
- VDE – Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) (2019):** Netzintegration Elektromobilität - Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen; VDE FNN-Hinweis, Berlin, abgerufen im Internet am 24.02.2024 unter <https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf>.
- Vickrey, W. (1961):** Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders; in: The Journal of Finance, Bd. 16, Nr. 1, S. 8–37.
- Vogel, M. / Bauknecht, D. – Öko-Institut (2020):** Flexibilität für das Netz - Vergleich und Bewertung von Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität; Working Paper, Freiburg, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Flexibilitaet-fuer-das-Netz.pdf>.
- Vogel, M. / Bauknecht, D. / Flachsbarth, F. / Koch, M. / Wingenbach, M. / Winger, C. / Palacios, S. / Krieger, S. / Borkowski, K. / Pfeifer, P. / Tran, J. / Porada, S. / Sprey, J. / Wahl, M. / Mildt, D. / Moser, A. / Schyska, B. / Heitkötter, W. / Medjroubi, W. / Vogt, T. / Buchmann, M. / Pechan, A. / Radek, J. / Höckner, J. / Voswinkel, S. / Weber, C. – Öko-Institut / Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) – Universität Aachen / Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) – RWTH Aachen University / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrtforschung (DLR) / Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg / Jacobs University Bremen, Lehrstuhl für Energiewirtschaft / Universität Duisburg Essen (2021):** Die enera Roadmap - enera übertragen und international verankern; Sinteg-Projekt, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Freiburg, Aachen, Oldenburg, Bremen, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/enera-Roadmap.pdf>.
- Vorwerk, L. (2024):** Wirtschaftssystemdesign und die Bereitstellung und Finanzierung von Energieinfrastrukturen im Kontext der Transformation zur Klimaneutralität; Dissertation, Technische Universität Berlin.

- Vorwerk, L. / Beckers, T. / Westphal, M. / Bieschke, N. / Hermes, G. (2023):** Energiewende, Sektorenkopplung und Infrastrukturen: Eine institutionenökonomische Analyse der zukünftigen (Infrastruktur-)Planung und Finanzierung unter Berücksichtigung juristischer Aspekte; Studie 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), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.uni-weimar.de/fileadmin/user/fak/bauing/professuren_institute/Infrastrukturwirtschaft_und-management/Forschung/Publikationen/2023/vorwerk_et_al_2021-2023-energiewende_sektorenkopplung_infrastrukturen-v700ext.pdf.
- vzbv – Verbraucherzentrale Bundesverband (2022):** Wärmepumpen und Wallboxen verbraucherfreundlich gestalten - Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) zum Eckpunktepapier der Beschlusskammern 6 und 8 der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 24. November 2022 im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz; Berlin, abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/2022-12/22-12-20_Stn_vzbv_SteuVG_Eckpunkte.pdf.
- Wagner, C. (2018):** Integration und Bewertung der Spitzenkappung als Planungsgrundsatz zur wirtschaftlichen Netzentwicklung in Mittelspannungsnetzen; Dissertation, Technische Universität Dortmund.
- Weber, A. (2017):** Eine institutionenökonomische Analyse der Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung; Dissertation, Technische Universität Berlin.
- Weber, I.M. (2021):** How China Escaped Shock Therapy: The Market Reform Debate; 1. Auflage, London, New York: Routledge.
- Weiß, A. / Linke, C. / Weber, H. / Kubik, A. / Schmidt, J. / Scherf, M. (2023):** Energiewende ermöglichen aus Sicht einer kommunalen Netzgesellschaft; in: ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Bd. 6, S. 48–51.
- Weitzman, M.L. (1976):** The New Soviet Incentive Model; in: Bell Journal of Economics, Bd. Spring, 7, Nr. 1, S. 251–257.
- Weniger, J. / Orth, N. / Meissner, L. / Schlüter, C. / Rautenkranz, J. von – Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin - Forschungsgruppe Solarspeichersysteme (2024):** Stromspeicher-Inspektion 2024; Berlin, abgerufen im Internet am 15.02.2024 unter <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2024.pdf>.
- Werker, S. (2016):** Bewertung und kognitive Wahrnehmung von Realoptionen: simulationsbasierte und experimentelle Analysen im Kontext der Energiewirtschaft; Betriebswirtschaftliche Forschung im Rechnungswesen, Frankfurt am Main : PL Academic Research.

- Weygoldt, L. / Hoffrichter, A. (2018):** Einordnung des Potentials von Demand Response in privaten Haushalten; Arbeitspapier im Rahmen des vom BMBF geförderten Projekts „ENavi“, Berlin, abgerufen im Internet am 02.01.2020 unter https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2018/ weygoldt_hoffrichter_2018-Potential_demand_response_private_haushalte.pdf.
- Wietschel, M. / Plötz, P. / Pfluger, B. / Klobasa, M. / Eßer, A. / Haendel, M. / Müller-Kirchenbauer, J. / Kochems, J. / Hermann, L. / Grosse, B. / Nacken, L. / Küster, M. / Pacem, J. / Naumann, D. / Kost, C. / Kohrs, R. / Fahl, U. / Schäfer-Stradowsky, S. / Timmermann, D. / Albert, D. – Fraunhofer ISI (2018):** Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen; Studie im Rahmen des Kopernikus-Projekts „Systemintegration“: Energiewende-Navigationssystem (ENavi), abgerufen im Internet am 18.06.2024 unter <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/175374/1/1014398142.pdf>.
- Williamson, O.E. (1975):** Markets and hierarchies: analysis and antitrust implications; a study in the economics of internal organization; 1. print., New York, NY : Free Press [u.a.].
- Williamson, O.E. (1976):** Franchise Bidding for Natural Monopolies – in General and with Respect to CATV; in: The Bell Journal of Economics, Bd. 7, Nr. 1, S. 73–104.
- Williamson, O.E. (1979):** Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations; in: The Journal of Law & Economics, Bd. 22, Nr. 2, S. 233–261.
- Williamson, O.E. (1985):** The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting; New York, NY [u.a.] : Free Press [u.a.].
- Williamson, O.E. (1990):** Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus; 1. Auflage, Die Einheit der Gesellschaftswissenschaften, Tübingen: Mohr Siebeck.
- Wilson, R. (1977):** A Bidding Model of Perfect Competition; in: The Review of Economic Studies, Bd. 44, Nr. 3, S. 511–518.
- Wilson, R. (1992):** Strategic analysis of auctions; in: Handbook of Game Theory with Economic Applications, Elsevier, S. 227–279.
- Zander, W. / Rosen, U. / Nolde, A. / Patzack, S. / Seier, S. / Hübschmann / Piske, M.T. / Lemkens, S. / Boesche, K.V. – BET Büro für Energiewirtschaft und technische Beratung (2020):** Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung; Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen, Aachen, abgerufen im Internet am 01.10.2022 unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html>.

- Zdrallek, M. / Uhlig, R. / Johae, C. / Harnisch, S. (2016):** Untersuchung des Daten- und Informationsbedarfs der Verteilungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihres Anteils an der Systemverantwortung; Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Wuppertal, abgerufen im Internet am 18.02.2024 unter https://www.bdew.de/media/documents/20161209_Gutachten-Datenbedarf-Verteilnetzbetreiber.pdf.
- Zeiselmair, A. / Bogensperger, A. / Köppl, S. / Estermann, T. / Wohlschlager, D. / Müller, M. – Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2018):** Altdorfer Flexmarkt (ALF) - Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts; München, abgerufen im Internet am 15.06.2019 unter https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2022/06/63_Aldorfer_Flexmarkt_Konzeptpapier_TLPwhite.pdf&ved=2ahUKEwiXt6PAueWGAXV1g_0HHQS5DXUQFnoECBMQAQ&usg=AOvVaw1pEkRAvWvpGpnFP_NllcyL.
- Zeng, S. / Zhang, S. (2011):** Real Options Literature Review; in: iBusiness, Bd. 3, S. 43–48.
- Zenke, I. / Dessau, C. (2021):** Handel: Energie, Finanzinstrumente und CO2-Zertifikate; in: Schneider, J.-P. / Theobald, C. (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 5., neu bearbeitete Auflage, C.H.BECK, S. 735–792.

Rechtsquellenverzeichnis

Anreizregulierungsverordnung (ARegV): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze; Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung; Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 32) geändert worden ist.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG): Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen; Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Niederspannungsanschlussverordnung (NAV): Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung; Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist.

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen; Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen; Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist.

Technische Anschlussregeln Niederspannung (VDE-AR-N 4100): Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb; VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04 mit dem Erscheinungsdatum 08.03.2019, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., abgerufen im Internet am 23.02.2024 unter <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>.