

Schriftenreihe

Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht
in der Kommunalen Wirtschaft e.V.
an der Humboldt-Universität zu Berlin



64

Jost Hanno Meyer

Die Netzentgeltsystematik Strom

Eine rechtlich-ökonomische Analyse



Nomos



IEWK

Schriftenreihe

Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht
in der Kommunalen Wirtschaft e.V.
an der Humboldt-Universität zu Berlin

Professor Dr. Hans-Peter Schwintowski,
Geschäftsführender Direktor

Band 64

Jost Hanno Meyer

Die Netzentgeltsystematik Strom

Eine rechtlich-ökonomische Analyse



Nomos



Onlineversion
Nomos eLibrary

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Berlin, HU, Diss., 2020

ISBN 978-3-8487-7975-8 (Print)

ISBN 978-3-7489-2359-6 (ePDF)

1. Auflage 2021

© Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden 2021. Gesamtverantwortung für Druck und Herstellung bei der Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG. Alle Rechte, auch die des Nachdrucks von Auszügen, der fotomechanischen Wiedergabe und der Übersetzung, vorbehalten. Gedruckt auf alterungsbeständigem Papier.

Monika & Henning

Vorwort

Die vorliegende Arbeit wurde im Sommersemester 2020 vom der Juristischen Fakultät der Humboldt-Universität zu Berlin als Dissertation angenommen. Sie ist im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am „Institut für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft e.V. (EWeRK)“ an der Humboldt-Universität zu Berlin entstanden. Literatur und Rechtsprechung haben bis Anfang 2020 Berücksichtigung gefunden.

Die Arbeit wurde betreut von Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski, dem ich für seine Inspiration, sein Vertrauen und sein Wohlwollen nicht nur bei der Entstehung dieser Dissertation, sondern auch während der Zeit am Institut besonders herzlich danken möchte. Zu Dank verpflichtet bin ich auch Herrn Prof. Dr. Gregor Bachmann für die zügige Erstellung des Zweitgutachtens. Größter Dank gebührt daneben meinem Kollegen Dr. Mirko Sauer, der die Arbeit durch Rat und Tat geprägt hat. Zum Gelingen beigetragen hat auch der Austausch mit den geschätzten Kollegen am und außerhalb des Instituts, Alexander Todorovic, Philipp J. Strauß, Cordula Modest, Vicky Wagner und vielen anderen.

Mein ganz persönlicher Dank gilt Lennart Helge Meyer und Richard Behler für ihren Rückhalt, wie auch Rukiye Küçükönel für ihr Verständnis und ihre Geduld auf dem Weg der Entstehung dieser Arbeit. Gewidmet ist die Arbeit meinen Eltern, Monika Meyer und Hans-Henning Meyer, die mich bedingungslos unterstützt haben und unterstützen.

Jost Hanno Meyer

Berlin, Dezember 2020

Inhaltsverzeichnis

1. Teil	19
Einleitung	19
A. Annäherung an die Thematik	19
B. Zielsetzung	21
C. Ansatzpunkte	22
§ 1. Grundlegung	24
A. Netzentgelte als Wirtschaftsfaktor	24
B. Technische Strukturmerkmale leitungsgebundener Energieversorgung	27
I. Netzinfrastuktur in Deutschland	28
II. Das Netz als Kupferplatte	30
III. Elektrophysikalische Grundbedingungen der Durchleitung elektrischer Energie	33
IV. Der Netzbetrieb	34
C. Netze in der Energiewende	38
I. Energiewende und Netze – Abschied von der Kupferplatte?	39
1. Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Energien	40
2. Dezentralität	41
3. Abnahmeseitige Strukturveränderungen durch Eigenerzeugung	42
4. Lastflexibilisierung durch Elektromobilität	43
II. Kosten und Verteilungswirkungen	44
1. Netzausbau	45
2. Kostenentwicklung im Netzbetrieb	46
3. Regionale Spreizung der Entgelte	49
D. Energiewende und Netzentgeltsystematik	52
I. Paradigmen der Netzentgeltsystematik	53
1. Vertikale Kostenwälzung nach dem Top-down-Prinzip	54
2. Netzzinterne Kostenallokation	56
3. Ausspeisemodell	57
4. Kostenzuteilung auf Grundlage von Gleichzeitigkeitsgraden	58
a. Jahreshöchstlast	60

b. Benutzungsstundenverfahren und Gleichzeitigkeitsgrad	60
5. Tariffbildung auf Grundlage der Gleichzeitigkeitsfunktion	62
6. Befund	63
II. Reformvorschläge und Diskussionsstand	64
1. Vertikale Kostenwälzung	65
2. Horizontale Kostenwälzung	66
a. NEMoG	67
b. Bundesweit einheitliches Netzentgelt auf Verteilnetzebene	68
c. Umlage der energiewendebedingten Kosten	68
3. Einspeiseentgelte	69
4. Reform der Kostenzuteilung auf Grundlage des Benutzungsstundenverfahrens	70
5. Preisstrukturen	73
6. Zwischenergebnis	74
E. Gang der Untersuchung	75
§ 2. Ökonomische Grundlagen der Netzregulierung	76
A. Regulierung des Netzzugangs	78
I. Regulierungsbedürftigkeit des Netzzugangsregimes	79
1. Netzinfrastrukturen als natürliches Monopol	80
2. Marktversagen im natürlichen Monopol	82
II. Gegenstand, Ziel und Reichweite der Regulierung	83
1. Regulierungsgegenstand	84
2. Perspektive und Intensität der Regulierung	87
3. Regulierungsverfahren des EnWG	88
B. Maßstäbe für die Preisbildung im natürlichen Monopol	90
I. Maßstäbe und Nutzenerwägungen der Wohlfahrtsökonomie	93
1. Bewertungsmaßstäbe der Wohlfahrtsökonomik	94
2. Wohlfahrtsbedingungen und Wirtschaftsordnung	96
II. Maßstäbe der Preistheorie	97
1. Preisbildung im natürlichen Monopol	98
a. Preise und Grenzkosten im natürlichen Monopol	99
b. Unmöglichkeit der first-best-Lösung	99
2. Second-best-Lösungen	100
a. Grenzkostenpreise bei staatlicher Defizitübernahme	101

b. Kostendeckung durch Preisdifferenzierung und Ramsey-Preise	102
c. Mehrgliedrige und optionale Tarife	104
III. Ergebnis	105
C. Konzepte der Entgeltregulierung	105
I. Preisregulierung	106
II. Regulierungskonzepte	107
1. Kostenregulierung	107
2. Erlös- bzw. Renditeregulierung	109
3. Price bzw. Revenue Cap-Regulierung	109
III. Stand der Marktöffnung und Entwicklung des regulatorischen Rahmens	110
1. Einsetzen der Liberalisierung	111
2. Kostenorientierte Regulierung im EnWG	113
IV. Anreizregulierung	114
V. Ergebnis	116
D. Preisstrukturregulierung - Grundsätze der Netzkostenallokation	116
I. Regulierungsbedürftigkeit der Preisstrukturen	117
II. Preisstrukturen und Preisdifferenzierungen	119
1. Preisdifferenzierungen	120
2. Lineare und nonlineare Preisstrukturen	122
III. Wohlfahrtsoptimale Preisstrukturregulierung	124
1. Kostenorientierung und Kostenreflexivität der Preise	124
a. Kostenfunktion im natürlichen Monopol	125
b. Verursachungsunabhängige Kostenallokation	126
2. Konzepte für wohlfahrtsoptimale nichtlineare Preisstrukturen	129
a. Zweigliedrige Tarife	129
b. Allokationseffiziente Preisdifferenzierungen	131
c. Zwischenergebnis	133
3. Preisbildung unter Berücksichtigung der Spitzenlastproblematik	134
a. Grenzkosten bei stochastischer Nachfrage	134
b. Preismodelle unter Berücksichtigung der Spitzenlastproblematik	137
4. Zeitvariable Tarife	139
5. Ergebnis	141

IV. Materielle Kriterien zur Bestimmung „fairer“	
Preisstrukturen	142
1. Funktionen der Entgelte	142
2. Materielle Maßstäbe zur Bestimmung fairer Entgelte	144
a. Allokationseffizienz	145
aa. Kostenreflexivität	145
bb. Nachfragesteuerung als Ausdruck nachfrageseitiger Effizienz	146
b. Verteilungsgerechtigkeit	148
c. Transparenz und Praktikabilität	150
E. Ergebnis	151
§ 3. Rechtsrahmen	152
A. Vorgaben des Unionsrechts	153
I. Europäische Energiepolitik im Rahmen des Primärrechts	154
1. Kompetenzgrundlagen der europäischen Energiepolitik	155
2. Europäisches Kartellrecht	156
3. Beihilferecht	157
4. Ergebnis: Primärrechtliche Vorgaben zur Entgeltregulierung	162
II. Rahmenbedingungen des Sekundärrechts	162
1. Liberalisierung durch Elektrizitätsrichtlinien	162
a. Erste Binnenmarktrichtlinien	163
b. Beschleunigungsrechtsakte	164
c. Drittes Binnenmarktpaket	166
d. Viertes Energiebinnenmarktpaket	169
aa. ElektrizitätsbinnenmarktVO	169
bb. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie	170
cc. Anpassungsbedarf im nationalen Rechtsrahmen	170
2. Materiell-rechtliche Vorgaben zur Netzentgeltregulierung	171
B. Vorgaben des Verfassungsrechts	173
I. Staatliche Gewährleistungsverantwortung	175
II. Grundrechte als Regulierungsgrenzen	178
1. Grundrechte der Netzbetreiber	179
a. Art. 14 GG	180
b. Art. 12 GG	183
2. Grundrechte der Netznutzer	186
III. Zwischenergebnis	189

C. Rahmenbedingungen des Energiewirtschaftsgesetzes	189
I. Entwicklung	190
1. Einzelentgeltregulierung und Verbändevereinbarungen	191
2. Energierechtsreform 2005	193
3. Einführung der Anreizregulierung	194
II. Zielsetzungen und Grundkonzeption des Energiewirtschaftsgesetzes	195
III. Netzzugang nach § 20 Abs. 1 EnWG	196
IV. Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, § 21 EnWG	197
D. Materielle Bedingungen der Entgeltregulierung	199
I. Diskriminierungsfreiheit	199
1. Unionsrechtliche Bestimmungen	199
a. Vertikales Diskriminierungsverbot	200
b. Horizontales Diskriminierungsverbot	201
2. Nationaler Rahmen	202
a. Vertikales Diskriminierungsverbot	202
b. Horizontales Diskriminierungsverbot	204
3. Bedeutung für Preisstrukturen	206
II. Angemessenheit	207
1. Unionsrecht	208
2. Nationaler Rahmen	208
3. Bedeutung des Kriteriums für die Preisstrukturregulierung	210
III. Transparenz	211
1. Unionsrecht	211
2. Nationaler Rahmen	212
IV. Kostenorientierung	214
1. Kostenorientierung als Kostenmaßstab im Unionsrecht	214
2. Kostenorientierung als Maßstab zur Bestimmung des Entgeltniveaus	215
a. Kosten der Betriebsführung	216
b. Effizienzmaßstab und Wettbewerbsanalogie	217
aa. Effizienzmaßstab	218
bb. Wettbewerbsanalogie	219
cc. Methoden zur Bestimmung von Effizienz und Wettbewerbsanalogie	221
c. Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung	221
d. Ergebnis Kostenmaßstab	222

3. Bedeutung des Maßstabs der Kostenorientierung für die Regulierung der Entgeltstrukturen	223
V. Weitergehende materielle Kriterien des Unionsrechts	224
E. Zwischenergebnis	225
F. Die Netzentgeltsystematik der Stromnetzentgeltverordnung	228
I. Entwicklung	228
II. Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG	231
III. Umsetzung der Erlösobergrenze in Netzentgelte	233
IV. Der materielle Maßstab der Kostenverursachungsgerechtigkeit	234
V. Der Preisbildungsmechanismus der Stromnetzentgeltverordnung	237
1. Grundsätze der Kostenrechnung nach der Stromnetzentgeltverordnung	238
2. Kostenartenrechnung	239
3. Kostenstellenrechnung	241
4. Kostenträgerrechnung	242
a. Bildung einer „Briefmarke“	243
b. Gleichzeitigkeitsfunktion	244
c. Bildung der Netzentgelte aus Leistungs- und Arbeitsentgelt	247
aa. Leistungspreis	248
bb. Arbeitspreis	248
cc. Netznutzungsentgelt	248
2. Teil	250
§ 4. Kostenverteilung nach der StromNEV	250
A. Vertikale Kostenwälzung	251
I. Die Kostenwälzung nach der StromNEV	255
II. Untersuchungsgegenstand und Prüfungsmaßstab	258
III. Diskriminierungsfreiheit des Kostenwälzungsmechanismus	259
1. Ungleichbehandlung von Rückspeisungen im Rahmen des Top-Down-Prinzips	261
2. Sachliche Rechtfertigung	262
a. Kostenreflexivität	262
aa. Auseinanderfallen von Jahreshöchstlast und Entnahmehöchstlast	263
bb. Entgelt für dezentrale Einspeisungen	264

b. Netz- und Marktdienlichkeit des vertikalen Wälzungsmechanismus	267
c. Verteilungsgerechtigkeit	268
IV. Ergebnis	269
V. Änderungsoptionen	270
B. Horizontale Kostenwälzung	272
I. Regionale Spreizung der Entgelte	273
1. Strukturelle Unterschiede zwischen Netzgebieten	275
2. Einfluss energiewendebedingter Kosten	276
3. Verteilungswirkungen	278
II. Untersuchungsgegenstand	280
III. Unionsrecht	282
IV. Verfassungsrecht	282
1. Staatliche Gewährleistungsverantwortung im Bereich der Energiewirtschaft	283
2. Verfassungsrechtliches Gebot zur „Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet“?	286
3. Art. 3 GG hinsichtlich netzgebietsinterner Kostenallokation	290
4. Art. 3 GG mit Blick auf energiewendebedingte Netzkosten	294
a. EE-bedingte Netzinfrastrukturkosten	296
b. Kosten für Einspeisemanagement	300
V. Ergebnis	302
VI. Änderungsoptionen	303
C. Ausspeisemodell	304
I. Das Ausspeisemodell	307
II. Rechtmäßigkeit der ausschließlich abnahmeseitigen Netzkostenallokation	308
1. Wesensmäßige Gleichheit von Einspeisungen und Entnahmen	309
2. Rechtfertigung der Ungleichbehandlung	310
a. Kostenreflexivität	310
b. Netz- und Marktdienlichkeit	313
aa. Räumliche Koordination von Erzeugungs- und Netzstruktur	314
bb. Engpassbasierte Einspeisesteuerung	316
c. Verteilungsgerechtigkeit	316
aa. Regionale Entgeltspreizung	317

bb. Energiewende	317
cc. Implikationen für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt	318
dd. Verteilungswirkungen zwischen Kundengruppen	319
d. Transparenz und Praktikabilität	319
III. Ergebnisse für die gegenwärtige Netzentgeltsystematik	320
IV. Änderungsoptionen	321
1. Einführung einspeiseseitiger Entgelte	322
2. Baukostenzuschüsse für (dezentrale) Einspeiser	323
3. Zonal und Nodal Pricing	325
D. Zwischenergebnis	326
§ 5. Entgeltbildung nach der StromNEV	326
A. Kostenzuteilung auf Grundlage der Gleichzeitigkeitsfunktion	327
I. Allokationsproblem bei der Kostenzuteilung	328
1. Grundzüge des gegenwärtigen Verfahrens der Kostenzuteilung	329
2. Eckpunkte der Kostenträgerrechnung der StromNEV	331
3. Verfahren zur Ermittlung eines verursachungsgerechten Kostenanteils	332
a. Höchstlastverfahren	333
b. Spitzenlastanteilsverfahren	334
c. Benutzungsdauerverfahren	336
d. Benutzungsstundenverfahren der StromNEV	336
4. Untersuchungsgegenstand und Diskussionsstand	339
5. Rechtlicher Prüfungsmaßstab	341
II. Rechtmäßigkeit der Kostenallokation im Netzbetrieb	342
1. Rechtmäßigkeit der Berechnung der spezifischen Jahreskosten	342
2. Rechtmäßigkeit der Kostenzuteilung auf Grundlage von Gleichzeitigkeitsgraden	345
a. Eingangsgröße zeitungleiche Jahreshöchstlast	346
b. Kostenzuteilung auf Grundlage der Benutzungsdauer	347
c. Ableitung der Gleichzeitigkeitsgrade	349
aa. Kostenreflexivität	350
bb. Netz- und Marktdienlichkeit	351
cc. Verteilungswirkungen	354
dd. Praktikabilität und Transparenz	354

ee. Würdigung	355
3. Rechtmäßigkeit der Vorgaben zur Bildung der Gleichzeitigkeitsfunktion	356
a. Die Preisdifferenzierung durch den Knickpunkt der Geradengleichung	358
aa. Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung	362
bb. Kartellrechtliche Behandlung von Preisdiskriminierungen	363
cc. Preisstrukturen und regulatorisches Ermessen	364
b. Freiheitsgrade der Netzbetreiber bei der Parametrierung der Gleichzeitigkeitsfunktion	365
aa. Bestimmtheitsgrundsatz	368
bb. Methodenregulierung	370
III. Ergebnis	372
IV. Änderungsoptionen	373
B. Tarifstrukturen der Netzentgeltssystematik	374
I. Entgeltstrukturen der Stromnetzentgeltverordnung	375
1. Tarifierung nach der Stromnetzentgeltverordnung	375
2. Optionen der Tarifgestaltung	377
3. Tarifstrukturen in Europa	380
4. Gegenstand der Untersuchung und Diskussionsstand	381
II. Kostentreiberanalyse	382
1. Betriebliche Kostenrechnung	383
2. Kostenstrukturen im Netzbetrieb	384
a. Grenzkosten	385
b. Entnahmeabhängigkeit und Wirkzusammenhänge der Kostenelemente	386
aa. Arbeitsbezogene Kosten	388
bb. Leistungsbezogene Kosten	389
cc. Anschlussbezogene Kosten	390
dd. Fixe Kosten	391
c. Folgerungen für Tarifkomponenten	391
III. Rechtmäßigkeit der gegenwärtigen Tarifstrukturen	392
1. Rechtlicher Maßstab der Kostenverursachungsgerechtigkeit	393
2. Kostenreflexivität	393
a. Struktur der Tarifkomponenten	394
b. Gewichtung der Tarifkomponenten	395
aa. Unterschiedliche Gewichtung der Tarifkomponenten in den Netzebenen	395

bb. Unterschiedliche Gewichtung der Tarifkomponenten nach Benutzungsdauer	397
c. Ergebnis	400
3. Netz- und Marktdienlichkeit	401
a. Verstetigung der Lastkurve	402
b. Flexibilitätshemmnis	403
c. Entsolidarisierungsproblem	403
d. Sektorenkopplung	405
e. Energieeffizienz	405
f. Würdigung	405
4. Verteilungsgerechtigkeit	406
5. Transparenz	407
6. Ergebnis	408
IV. Rechtmäßigkeit der Bildung von Grundpreisen	409
V. Änderungsoptionen	410
§ 6. Ergebnis	413
A. Wesentliche Erkenntnisse	413
B. Rechtsfolgen	417
C. Rechtsdurchsetzung und Rechtsschutz	419
I. Rechtsschutz der Netzbetreiber	419
II. Rechtsschutz der Netznutzer	422
1. Beteiligtenrechte im Genehmigungsverfahren	422
2. Regulatorische Missbrauchskontrolle	423
3. Zivilrechtliche Entgeltkontrolle	425
III. Konsequenz: Rechtsschutzdefizit für Netznutzer	428
Quellenverzeichnis	431

1. Teil

Einleitung

Der Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft ist seit jeher Gegenstand wirtschaftspolitischer Diskussionen. Die Regulierung des Zugangs zu den Versorgungsnetzen beschäftigt dabei nicht erst mit Einsetzen der Liberalisierung der Energiewirtschaft Ökonomen und Juristen gleichermaßen. Lange Zeit standen dabei Debatten über den Regulierungsmodus im Mittelpunkt. Binnen weniger Jahre hat sich ein Wandel vom verhandelten zum regulierten Netzzugang vollzogen, zwischenzeitlich unterlagen die Netzentgelte einer ex-post Kontrolle durch die Regulierungsbehörden, nunmehr erfolgt eine ex-ante Methodenregulierung nach dem Verfahren der Anreizregulierung. Allen Ansätzen gemein ist jedoch das ordnungspolitische Ziel, regulatorisch einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine möglichst marktgerechte Vergütung für die Inanspruchnahme der Netzinfrastruktur zu gewährleisten.

A. Annäherung an die Thematik

Die Regulierungsverfahren betreffen zunächst das Entgeltniveau bzw. das Gesamtaufkommen der Entgelte. Dies zeigt sich im Besonderen bei der gegenwärtig verfolgten Anreizregulierung, im Rahmen welcher dem jeweiligen Netzbetreiber lediglich eine Erlösobergrenze regulatorisch zuerkannt wird. Hiervon zu unterscheiden ist die nachgelagerte Frage, wie einmal ermittelte Erlöse der Netzbetreiber auf die einzelnen Energieverbraucher umzulegen sind. Dies bleibt in wettbewerblichen Marktstrukturen der unternehmerischen Preissetzung vorbehalten. Der nationale Regulierungsrahmen bindet die Netzbetreiber jedoch an konkrete Kalkulationsvorgaben. Gegenstand der Regulierung bilden damit einerseits das Preisniveau, andererseits die Preisstrukturen.¹ Während es Ziel der Entgeltregulierung ist, die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt dadurch zu fördern, dass Produzenten- und Konsumentenrente regulatorisch einem effizienten Ausgleich

1 Vgl. Viscusi/Vernon/Harrington, *Economics of Regulation* (2005), S. 443 ff.

zugeführt werden, lässt die Preisstrukturregulierung das Gesamtaufkommen der Entgelte unberührt und regelt einzig die Kostenzuteilung zwischen den Konsumenten.

Dieser zweite Schritt der Entgeltbildung war für längere Zeit außerhalb des Fokus gerückt, das Energiewirtschaftsrecht bediente sich tradierter Allokationsverfahren, die im Wesentlichen in den Verbändevereinbarungen um die Jahrtausendwende entwickelt wurden. Erst mit dem spürbaren Anstieg der Netznutzungsentgelte in der jüngeren Vergangenheit tritt die Frage der Kostenverteilung wieder in den Vordergrund. Entsprechend stellt der Koalitionsvertrag der 19. Bundesregierung an prominenter Stelle in Aussicht, „mit einer Reform der Netzentgelte die Kosten verursachergerecht und unter angemessener Berücksichtigung der Netzdienlichkeit [zu] verteilen (...)“.² Die Veröffentlichung einer Vielzahl breit angelegter Untersuchungen in den letzten Jahren verdeutlicht die wachsende wirtschaftspolitische Relevanz des Themas.³

Auch wenn beide Seiten, die Frage der Kostengestehung und die Frage der Kostenverteilung, gleichermaßen Gegenstand der Netzentgeltregulierung sind, richtet die Arbeit den Blick auf die Zuordnung der Kosten zu den mit Entgelten belegten Leistungen eines Netzbetreibers und die sich hierauf gründende Tarifbildung.⁴ Was einfach klingt, stellt sich als zentrales Problem der Netzökonomie wie auch des Regulierungsrechts heraus. Der vorgelagerte Schritt der Bestimmung der, regelmäßig die berücksichtigungsfähigen Kosten zuzüglich einer marktgerechten Rendite umfassenden, Erlösbergrenze ist hingegen nicht Gegenstand der Untersuchung. Zu analysieren ist damit die Netzentgeltsystematik der Stromnetzentgeltverordnung,⁵ welche den Modus der Kostenzuteilung bestimmt und einen konkreten Preisbildungsmechanismus normiert.

2 Koalitionsvertrag der 19. Legislaturperiode zwischen CDU, CSU und SPD, S. 72, Rz. 3291 ff.

3 BNetzA, Bericht Netzentgeltsystematik (2015); RAP, Netzentgelte in Deutschland (2014); Umweltbundesamt, Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung (2016); AGORA, Neue Preismodelle für Energie (2017); dena, Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (2018); Consentec/Fraunhofer ISI, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (2018); E-Bridge, Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft (2018) u.v.m.

4 Vgl. Masing, AöR 128 (2003), S. 558 (576), der allerdings einen Dreischritt aus Bestimmung der berücksichtigungsfähigen Kosten, Festlegung der Rendite und schließlich der Preisfestlegung ausmacht.

5 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) v. 25.07.2005, BGBl. I S. 2225.

B. Zielsetzung

Das BMWi weist der Netzentgeltsystematik zwei Aufgaben zu: Einerseits sei ein netz- und marktdienliches Verhalten der Netznutzer zu fördern, daneben gelte es, die Kosten des Netzbetriebs fair und angemessen zu verteilen.⁶ Während erster Punkt (allokatorische) Effizienz verfolgt, hat zweiter weitergehende verteilungspolitische Fragen zum Gegenstand. Der Gesichtspunkt der Effizienz führt vor Augen, dass es (zunächst) Ziel der Netzentgeltsystematik ist, die Kapazitäten des Netzes möglichst ressourcenschonend zu betreiben und zu nutzen. Die Entgeltsystematik zielt weiter auf eine möglichst „faire“ Verteilung der im Netzbetrieb entstehenden Kosten.⁷ Die Frage aber, was einen gerechten Preis ausmacht, hat weit über das Regulierungsrecht hinaus lange Tradition. Auch die Allokationstheorie hat hierzu keine abschließenden Antworten geliefert, so dass die Frage der regulatorischen Preisbildung bis heute das zentrale Problem des Regulierungsrechts bildet.⁸ Während aber das amerikanische Antitrust-Law dem Fairnesskriterium durch richterliche Auslegung und Rechtsfortbildung ganz selbstverständlich Konturen verleiht, bedarf es im nationalen Recht normativer Maßgaben zur Bestimmung „fairer“ Entgelte und Entgeltstrukturen.⁹

Der Rechtsrahmen sieht insoweit die Kriterien der Angemessenheit, Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Kostenorientierung vor.¹⁰ Diese Maßstäbe sind mit Blick auf die Bestimmung eines „wettbewerbsanalogen“ Entgelt-niveaus durch zahlreiche Entscheidungen geschärft und erlauben die Bestimmung sachgerechter Entgelte. Die Verteilung der Netzkosten zwischen den Netznutzern ist insoweit jedoch allenfalls mittelbar adressiert und wird als distributive Allokationsentscheidung zunächst im politischen Raum verortet.¹¹ Dies mag daran liegen, dass die distributive Dimension der Entgeltregulierung nur dann und soweit Gegenstand ordnungspolitischen Interesses ist, als missbräuchliche oder diskriminierende Preisstrukturen drohen. Die Frage, wie Preisstrukturen „fair“ bzw. „gerecht“ auszugestalten sind, gestaltet sich vor diesem Hintergrund ungleich

6 BMWi, Ergebnisrapport Strom 2030 (2017), S. 48; vgl. Bonbright, *Principles of Public Utility Rates* (1961), S. 292.

7 Ohlms, *Kostenträgerrechnungen in der Energiewirtschaft* (1984), S. 9.

8 Säcker/Böcker, in: Picot (Hrsg.), *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien* (2008), S. 69 (75).

9 Vgl. Grundmann, *RabelsZ* 1997, S. 423 (430 ff.).

10 § 21 Abs. 1 und 2 EnWG.

11 dena, *Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik* (2018), S. 8 f.

komplexer als die Bestimmung des Entgeltniveaus. Zur Maßstabsbildung lassen sich Erkenntnismethoden der Allokations- und Netzökonomie heranziehen, die nähere Untersuchung führt jedoch die Endlichkeit dieser Erkenntnisquellen vor Augen. Auch das Regulierungsrecht liefert hierfür keine abschließende Antwort, erstaunlicherweise werden die um den Jahrtausendwechsel von den maßgeblichen Branchenverbänden in den Verbändevereinbarungen entwickelten Preisfindungsprinzipien bis heute weitgehend unbesehen angewendet.

Eine rechtliche Auseinandersetzung mit dieser Thematik ist bislang allenfalls oberflächlich erfolgt. Dies vermag auf den ersten Blick kaum zu überraschen, da die Frage der Netzkostenallokation zunächst eine netzökonomische, vor allem aber eine hochpolitische ist. Gleichwohl ist die Netzentgeltsystematik regulatorisch ausgestaltet und gründet sich auf materiellrechtliche Preisfindungsprinzipien, die in weiten Teilen unionsrechtlich determiniert sind. Insoweit steht zu erwarten, dass das *Clean Energy Package* der Union neue Impulse für eine Diskussion der Systematik setzen wird. Zentrales Anliegen der Arbeit bildet daher zunächst die Konkretisierung der rechtlichen Maßstäbe des europäischen und nationalen Rechts mit Blick auf ihre Tragweite für die hier gegenständlichen Entgeltstrukturen. Damit verfolgt die Arbeit das Ziel, diesen Teilbereich des Regulierungsrechts für den rechtlichen Diskurs zu erschließen und rechtliche Maßstäbe zur Untersuchung dieser Fragen zu entwickeln.

C. Ansatzpunkte

Relevanz gewinnt die Frage der Preisstrukturegulierung vor dem Hintergrund der Energiewende, die auch vor dem Netz keinen Halt macht. Im Zuge des tiefgreifenden Umbaus der Energiewirtschaft verlieren dereinst als systemprägend erachtete Paradigmen des Regulierungsmodus ihre Geltung, so dass die Legitimation der hierauf fußenden Allokationsverfahren der StromNEV zu untersuchen ist.¹² Ansatzpunkte für die Untersuchung liefern zunächst überregionale Verteilungswirkungen, die sich in einem zunehmenden Entgeltgefälle zwischen Ost und West sowie Nord und Süd äußern. Der dezentrale Zubau erneuerbarer Energien löst zudem lokal wie überregional erheblichen Netzausbaubedarf aus, der bis zu seiner Umsetzung einen gesteigerten Einsatz von Systemsicherheitsmaßnahmen erfor-

12 Vereinzelt wird der Netzentgeltsystematik daher eine „Legitimationskrise“ nachgesagt, Hiersig/Wittig, ET 2009, Heft 7, S. 13.

derlich macht. Daneben wächst mit dem Zubau erneuerbarer Energien der Anteil volatiler Einspeisungen, was – netztechnisch bedingt – einen wachsenden Bedarf nach nachfrageseitiger Flexibilität auslöst. Schließlich sind die Formen der Netznutzung durch das Aufkommen von Eigenerzeugern, Elektromobilität und Sektorenkopplung heute weitaus vielfältiger, als bei Entwicklung der ordnungspolitischen Grundstrukturen erahnt. Zentrale Forderungen betreffen damit eine ausgewogene Verteilung der durch die Energiewende ausgelösten Kosten im Netz sowie eine Flexibilisierung des Netznutzungsregimes. All diese Fragestellungen sind dabei Gegenstand der Netzentgeltsystematik, deren Aufgabe es ist, die dahingehenden Kostenwirkungen verursachungsgerecht in den Netznutzungsentgelten zu reflektieren.¹³

Der Allokationsmodus der StromNEV ist dabei weder wirtschaftlich, noch normativ einfach zu fassen. Die erste Herausforderung bildet es damit, handhabbare Maßstäbe für die rechtliche Analyse dieses, bislang wenig ergründeten, Preisbildungsmechanismus zu entwickeln. Hierfür sind Bedeutung und Reichweite der rechtlichen Maßstäbe der Zentralnorm der Entgeltregulierung, dem § 21 Abs. 1 und 2 EnWG, mit Blick auf die Regulierung der Preisstrukturen zu bestimmen. Anzusetzen ist jedoch bei den wohlfahrts- und netzökonomischen Grundsätzen der Preisbildung. Ausgehend hiervon werden regulatorische Preissetzungsmechanismen untersucht und Kriterien für eine „faire“ Entgeltsystematik entwickelt, die an späterer Stelle zur Auslegung der rechtlichen Maßstäbe dienen können.

Die rechtliche Untersuchung der Netzentgeltsystematik unterscheidet mehrere Allokationsschritte, welche den Preisbildungsmechanismus der StromNEV nachzeichnen. Dies betrifft zunächst die Frage der Kostenzuteilung, d.h. die horizontale und vertikale Kostenwälzung zwischen Netzen bzw. Netzebenen. In diesem Zusammenhang ist auch der Kreis der Netzentgeltschuldner zu untersuchen mit Blick auf die Frage, ob und inwieweit Erzeuger an der Netzkostentragung zu beteiligen sind. Der zweite Fragenkreis widmet sich der Frage der Rechtmäßigkeit der Kostenzuteilung im Rahmen der Netzentgeltsystematik, welcher auf betriebswirtschaftlichen Grundsätzen der Kostenrechnung aufbaut. Schließlich wird die Legitimität der Tarifstrukturen mit Blick auf Wesen und Struktur der Tarifkomponenten untersucht. Für jeden Fragenkreis gilt, dass der gegenwärtig verfolgte Allokationsmodus unter den sich mit fortschreitender Energiewende verändernden Strukturbedingungen unter wachsenden Rechtfertigungsdruck gerät. Die Arbeit zeigt, dass die Netzentgeltsystema-

13 Vgl. § 16 Abs. 1 Satz 1 StromNEV.

§ 1. Grundlegung

tik der StromNEV unter verschiedenen Gesichtspunkten Anpassungsbedarf aufweist.

§ 1. Grundlegung

Die flächendeckende Verfügbarkeit von Energie ist – jedenfalls in der Bundesrepublik – eine Selbstverständlichkeit geworden. Ihre erhebliche Bedeutung macht die Energieversorgung zu einem zentralen Gegenstand öffentlichen Interesses, welches, mit den Worten des Bundesverfassungsgerichts, so wesentlich sei wie das „Interesse am täglichen Brot“.¹⁴ Die Elektrizitätsversorgung setzt dabei eine umfassende Leitungsinfrastruktur voraus, um den Transport der Strommengen vom Erzeuger zu den Verbrauchern jederzeit zu gewährleisten. Betrieb, Erhalt und Ausbau der Netze verursachen hierbei erhebliche Kosten, die über Netzentgelte finanziert werden.

A. Netzentgelte als Wirtschaftsfaktor

Das Gesamtaufkommen der Netznutzungsentgelte belief sich im Jahr 2018 auf etwa 24 Milliarden Euro.¹⁵ Netzentgelte machen im Schnitt etwa 25 Prozent der Stromrechnung eines Kleinverbrauchers aus und stellen damit einen wesentlichen Kosten- und Wirtschaftsfaktor dar.¹⁶ Mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien geht zwar ein Rückgang der Erzeugungskosten einher, zugleich steigen jedoch Netzausbaubedarf und Anforderungen an den Netzbetrieb. Trotz der zwischenzeitlichen Stabilisierung des Entgeltniveaus steht vor diesem Hintergrund zu erwarten, dass die

14 BVerfG, Beschluss vom 11.10.1994 – 2 BvR 633/86, Kohlepfennig, BVerfGE 91, S. 186.

15 AGORA, Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? (2018), S. 4, vgl. dort Fn. 2: Schätzung auf Grundlage der von der Bundesnetzagentur nach § 31 ARegV teilweise veröffentlichten Erlösobergrenzen.

16 Netzentgelte inklusive Messung und Messstellenbetrieb: BDEW Strompreisanalyse, Juli 2020.

Netzentgelte als Kostentreiber in Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen werden.¹⁷

§ 1 StromNEV definiert Netzentgelte als „Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und den Elektrizitätsverteilernetzen“. Sie werden als privatrechtlich vereinbarte finanzielle Leistungen erhoben und von den Betreibern der Versorgungsnetze von Stromverbrauchern als synallagmatische Gegenleistung für die von ihnen erbrachte Transportleistung vereinnahmt. Mit Netzentgelten werden u.a. der Betrieb und Erhalt der Netzinfrastruktur, Kosten für Systemdienstleistungen sowie Netzverluste vergütet.¹⁸ Sie umfassen zudem das Entgelt für Messung und Messstellenbetrieb.¹⁹ Trotz ihres privatrechtlichen Charakters sind die Netzbetreiber bei der Erhebung der Entgelte nicht frei. Da sich die Entgelte aufgrund der Monopolstellung des Netzbetreibers innerhalb seines Netzgebiets nicht im Wettbewerb bilden können, reguliert der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber mit den in der Stromnetzentgeltverordnung konkretisierten Methoden zur Bestimmung der Entgelte die Preisbildung der Unternehmen.²⁰

Ziel der Netzregulierung ist die „Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“, § 1 Abs. 2 EnWG. Der Wettbewerb ist hierbei Ziel, wie auch Maßstab der Regulierung: Wettbewerbsanaloge Entgelte dienen zunächst der Verhinderung von Verzerrungen des Marktergebnisses auf den vor- und nachgelagerten Marktstufen, zugleich bildet der Wettbewerb aber einen Allokations- bzw. Effizienzmaßstab im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung. Derzeit verfolgt die Bundesrepublik die dynamische Methode der Anreizregulierung, nach welcher die Erlöse der Netzbetreiber zwar kostenbezogen ermittelt

17 dena, Verteilnetzstudie (2012), S. 357; u.a.: AGORA, Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann? (2018), S. 4; Consentec/Fraunhofer ISI, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (2017), S. 1; dena, Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (2018), S. 5.

18 § 3 Abs. 1 und 2 StromNEV.

19 § 17 Abs. 7 StromNEV. Nach dessen Satz 3 ist seit dem 01.01.2017 kein gesonderter Abrechnungsentgelt mehr zu erheben; soweit der Messstellenbetrieb mittels intelligenten Messsystemen erfolgt, werden die Entgelte nach dem Messstellenbetriebsgesetz erhoben, vgl. Sauer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG (2018), § 20 Rn. 75 Fn. 187.

20 Vgl. § 21 Abs. 1, 24 Abs. 1 Satz 1 EnWG; Missling, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 1 StromNEV, Rn. 3.

werden, dabei aber strengen Effizienzanforderungen unterliegen. Die BNetzA bestimmt hierbei für jeden Netzbetreiber eine Erlösobergrenze nach den Vorgaben der ARegV, welche sich im Wesentlichen aus den (effizienten) Kosten für Betrieb, Erhalt und Ausbau der Netzinfrastruktur zuzüglich eines angemessenen Gewinns (Eigenkapitalverzinsung) zusammensetzt.²¹ Auch wenn sich dieses Verfahren seit seiner Einführung im Jahre 2009 bewährt zu haben scheint, bleibt das Regulierungsrecht Gegenstand anhaltender Diskussionen.

Doch nicht nur die Erlöse der Netzbetreiber, auch deren Tariffbildung unterliegt einer staatlichen Regulierung. Diese sogenannte Preisstrukturegulierung ist Gegenstand der Netzentgeltsystematik und wird in der Stromnetzentgeltverordnung geregelt.²² Vorbehaltlich bestimmter Freiheitsgrade sind die Netzbetreiber bei der Tarifierung an deren Vorgaben gebunden.²³ Den Netzbetreibern bleibt allein die Aufgabe der Kalkulation und Erhebung der Netzentgelte, die eigentliche Preisbildung ist umfassend regulatorisch determiniert.

Entgelte können dabei grundsätzlich in verschiedener Ausgestaltung erhoben werden: so sind transaktionsabhängige oder -unabhängige sowie entfernungsabhängige oder entfernungsunabhängige Netzentgelte denkbar. Daneben können Entgelte zeitlich und räumlich differenzieren. Tarifstrukturen bilden sich durch das Zusammenspiel verschiedener Entgeltkomponenten. Nach der Netzentgeltsystematik der StromNEV sind Arbeits- und Leistungspreise zu erheben, nicht lastganggemessene Kunden entrichten einen Arbeits- und Grundpreis. Der Arbeitspreis wird in Abhängigkeit zur verbrauchten Energie in Kilowattstunden berechnet, das Leistungsentgelt wird für die in Anspruch genommene Leistung in Kilowatt entrichtet. Das Zusammenspiel beider Komponenten ist maßgeblich für die Entgeltstruktur. Weitergehend werden verschiedene Abnahmefälle in unterschiedlicher Weise bepreist, die Preisblätter der Netzbetreiber weisen insoweit je nach Anschlussnetzebene und Benutzungsdauer des Netznutzers differenzierte Preise aus. Die sich hieraus ergebenden Preisstrukturen dienen nicht allein der allokatrischen Zuordnung der Kostenpositionen, sondern zeitigen Verteilungswirkungen und stellen zugleich ein Instrument zur Nachfragesteuerung dar.

21 Vgl. § 4 ff. ARegV, §§ 4 ff. StromNEV.

22 Insb. Abschnitt 2, 2a und 3 der StromNEV.

23 § 17 Abs. 1 und 4 ARegV.

B. Technische Strukturmerkmale leitungsgebundener Energieversorgung

Die physikalischen Besonderheiten der Ware Elektrizität unterwerfen die Energiewirtschaft spezifischen Strukturbedingungen und prägen damit auch den rechtlichen Ordnungsrahmen. So haben die technischen Strukturmerkmale besondere Ausformungen der Märkte für Erzeugung, Transport und Vertrieb von Strom zur Folge. Zudem führen sie zu spezifischen Kostenstrukturen, die sich auch in der Preisbildung niederschlagen. Indem die Netze den Transport elektrischer Energie vom Erzeuger zum Abnehmer ermöglichen, bilden sie das „Rückgrat“ der Stromversorgung.²⁴ Netze lassen sich dabei allgemein als „raumübergreifende, komplex verzweigte Transport- und Logistiksysteme für Güter, Personen oder Information[en]“ beschreiben.²⁵

Der Betrieb der Netze zur Elektrizitätsversorgung ist dabei durch zwei technische Strukturmerkmale geprägt: Der Transport des Stroms zum Letztverbraucher setzt zunächst eine umfassende Netzinfrastruktur voraus, deren Kapazität auch Spitzenbelastungen zu bewältigen hat. Die Leitungsgebundenheit bildet damit das erste Strukturmerkmal der Energieversorgung.²⁶ Da elektrische Energie derzeit (noch) nicht in relevanten Mengen speicherbar ist,²⁷ ist die in einem konkreten Zeitpunkt von Verbrauchern entnommene Strommenge zeitgleich an anderer Stelle zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen.²⁸ Aus diesem zweiten Strukturmerkmal, der Nicht-speicherbarkeit elektrischer Energie, erwachsen damit spezifische Anforderungen an den Netzbetrieb.

Der Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch erfolgt grundsätzlich am Strommarkt. Die Stromversorgungsnetze müssen jederzeit in der Lage sein, das Marktergebnis abzubilden.²⁹ Ein funktionierender

24 BT-Drs. 17/12638, S. 12; vgl. Schmitz/Uibleisen, Netzausbau (2016), B. 1. Fn. 8; Wübbels, EnWZ 2015, S. 193 (194).

25 v. Weizsäcker, WuW 1997, S. 572.

26 Müller, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft (2001), S. 27; Lange/Pries, NZKart 2015, S. 116 (116).

27 Erwägungsgrund 18 der ElektrizitätsbinnenmarktRL (EU) 2019/944; Jendrian, Netznutzungsentgelte elektrischer Energieverteilungsnetze (2002), S. 19; Connect Energy Economics, Leitstudie Strommarkt 2015, S. 41; vgl. EFZN, Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit (2013), Schwintowski, EWeRK 2014, S. 271 ff.; ders.: EWeRK 2015, S. 81 ff.; Riewe/Sauer, EWeRK 2014, S. 79 ff.; zu Netzentgeltbefreiungen für Energiespeicher: Krebs, RdE 2012, S. 19 ff.

28 Müller, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft (2001), S. 160; Erdmann/Zweifel, Energieökonomik (2010), S. 294 f.

29 BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (2017), S. 9, 12.

Strommarkt setzt damit eine leistungsfähige Netzinfrastruktur voraus, anderenfalls drohen Netzrestriktionen das Marktergebnis zu verzerren. Lange Zeit konnten die Netze diese Aufgabe erfolgreich bewältigen, was nicht zuletzt darauf zurückzuführen war, dass die vertikal integrierten Versorgungsunternehmen Stromversorgung und Netzbetrieb aus einer Hand gewährleisten.³⁰ Mit fortschreitender Energiewende wachsen die Anforderungen an den Netzbetrieb jedoch zusehends. Einerseits wird verstärkter Netzausbau erforderlich, andererseits gewinnt das Engpassmanagement im Netzbetrieb erheblich an Bedeutung. Beides führt zu einem Anstieg der Netzkosten und damit der Entgelte.

I. Netzinfrastruktur in Deutschland

Elektrizitätsversorgungsnetze werden im Energiewirtschaftsgesetz nur implizit als Übertragungs- und Verteilnetze definiert.³¹ Der Bundesgerichtshof versteht die Versorgungsnetze als Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung von Energie.³² Ganz allgemein lassen sich Infrastrukturen mit *Hermes* als „Mittel begreifen, die der Überwindung von Entfernungen dienen, [allen potentiellen Nutzern offen stehen] und dadurch die Integration eines Raumes bewirken.“³³ Kennzeichnend hierfür sind flächendeckende Netzstrukturen, wie sie auch in der Strom- und Gasversorgung genutzt werden. Die vermaschten Übertragungs- und Verteilnetze sind insoweit Ausdruck des ersten Strukturmerkmals der Leitungsgebundenheit der Energieversorgung.

Die Erzeugung elektrischer Energie erfolgt dabei nur selten am Ort des Verbrauchs. So vollzieht sich der Zubau der stetig an Bedeutung gewinnenden Windenergie vornehmlich im Norden – hier teils offshore – sowie im Osten der Republik, während die industriellen Lastzentren vornehmlich im Süden und Westen der Republik liegen. Damit bedarf es einer weiträumigen Netzinfrastruktur, die den Transport und die Verteilung der erzeugten Elektrizität im gesamten Bundesgebiet sicherstellt. Die deutschen Stromnetze umfassen ein Leitungsnetz von knapp 1,8 Mio. km Län-

30 AGORA, Energiewende und Dezentralität (2017), S. 29 f.

31 Vgl. § 3 Nr. 2 EnWG sowie § 3 Nr. 16 EnWG „Energieversorgungsnetze“; allerdings definiert § 3 Nr. 35 EEG 2017 das „Netz“ als „Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.“

32 BGH, Urteil vom 10.11.2004 – VIII ZR 391/03, NJW-RR 2005, S. 565.

33 *Hermes*, Staatliche Infrastrukturverantwortung (1998), S. 329.

ge, welche als Wechselstromnetz mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben werden.³⁴ Die Netztopografie ist hierbei durch vertikale Strukturen geprägt, welche eine zentralisierte Einspeisung durch Großkraftwerke auf der Höchst- und Hochspannungsebene antizipieren. Die Netze werden nach den einzelnen Spannungsstufen unterteilt in Höchstspannungsnetze (220 kV und 380 kV), Hochspannungsnetze (110 kV), Mittelspannungsnetze (10 und 30 kV) und Niederspannungsnetze (0,4 kV).³⁵ Die Untergliederung in verschiedene Spannungsebenen dient der Vermeidung von Transportverlusten bei der Durchleitung. Übertragungsnetze gewährleisten den überregionalen Stromtransport bei hoher elektrischer Spannung.³⁶ Die Verteilernetze erlauben hingegen die Lieferung von elektrischer Energie an Letztverbraucher in den niedrigeren Spannungsebenen.³⁷ Das Übertragungsnetz umfasst die Höchst- und Hochspannungsebene, wobei letztere zugleich Teil des Verteilernetzes sein kann. Mittel- und Niederspannung dienen hingegen ausschließlich der Verteilung von Energie.³⁸ Die überwiegende Zahl der Letztverbraucher ist an das Niederspannungsnetz angeschlossen, je nach Leistung können Erzeuger und Verbraucher aber auch auf vorgelagerten Netzebenen angeschlossen sein. Die Anschlussebene hat dabei Auswirkungen auf die Bemessung der Netzentgelte. Der gleichzeitige Anschluss von Erzeugern und Verbrauchern an das vermaschte Netz begründet Vernetzungs- und Kostenvorteile.³⁹ Da lokale Spitzenlasten regelmäßig nicht gleichmäßig auftreten, erlaubt die Überlagerung unterschiedlicher Lastprofile eine effizientere Auslastung der Netzinfrastruktur.

Diese hergebrachten Strukturen geraten im Zuge der Energiewende zunehmend unter Druck. Einspeisungen volatiler Erzeugungsanlagen (Photovoltaik/Wind) machen die Netzauslastung weniger planbar. Lastprognosen können nur noch kurzfristig erstellt werden. Zugleich werden die Netzstrukturen durch die Dezentralisierung der Erzeugung vor neue Herausforderungen gestellt, da Einspeisungen nunmehr räumlich verschieden und verstärkt in nachgelagerten Netzebenen erfolgen. Entsprechend

34 DIHK, Faktenpapier Ausbau der Stromnetze (2015), S. 4.

35 Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft (2013), S. 454.

36 Müller, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft (2001), S. 163.

37 VDEW, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe (2012), S. 59.

38 Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags, Sachstand – Regionale Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Netzentgelte für Übertragungsnetze (2017), S. 7.

39 Seeger, Die Durchleitung elektrischer Energie nach neuem Recht (2002), S. 37; Höppner, Die Regulierung der Netzstruktur, 2009, S. 137; Erdmann/Zweifel, Energieökonomik (2008), S. 296 f.

wächst die durchschnittliche Entfernung zwischen Einspeisung und Verbrauch, etwa mit Blick auf den Zubau von Windenergieanlagen offshore.⁴⁰ Für die kommenden Jahre wird allein in den Verteilnetzen ein Investitionsbedarf zwischen 27,5 und 42,5 Milliarden Euro prognostiziert.⁴¹ Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird in einem aufwändigen Verfahren ermittelt: Ausgehend von einem allgemeinen Szenariorahmen⁴² haben die Übertragungsnetzbetreiber Netzentwicklungspläne⁴³ vorzulegen, die von der Bundesnetzagentur geprüft werden. Diese finden als Grundlage des Bundesbedarfsplans⁴⁴ Niederschlag im Bundesbedarfsplangesetz.⁴⁵ Die aktuelle Bundesbedarfsplanung orientiert sich dabei nicht mehr an vereinzelt auftretenden Handelsspitzen, sondern berücksichtigt bereits Maßnahmen des Engpassmanagements bei der Netzdimensionierung.⁴⁶

II. Das Netz als Kupferplatte

Im herkömmlichen Verständnis kommt dem Netz eine dienende Funktion zu, der Netzausbau hat Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit zu gewährleisten.⁴⁷ Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt grundsätzlich am Strommarkt, der Strompreis bildet das zentrale Steuerungssignal für Einspeisungen und Ausspeisungen.⁴⁸ Diese „dienende“ Funktion des Netzes lässt sich charakterisieren mit dem Bild einer Kupferplatte, auf welcher sich ein einheitlicher Strompreis bildet, ohne dass insoweit Transportkosten Berücksichtigung finden. Gemäß § 3a StromNZV sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, „Handelstransaktionen innerhalb des Gebiets der Bundesrepublik Deutschland ohne Kapazitätsvergabe in der Weise zu ermöglichen, dass das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone bildet.“

40 Bettzüge/Kersting, in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, in: Regulierung in der Energiewirtschaft (2016), Kap. 5, Rn. 5.

41 Ausbaubedarf bis 2030: dena, Verteilnetzstudie (2012), S. 8.

42 § 12a EnWG; BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030 (2018).

43 ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019).

44 § 12e EnWG.

45 Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 71), zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I. S. 706).

46 § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG; BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (2017), S. 13.

47 Vgl. § 1 Satz 1 StromNZV.

48 BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem (2017), S. 5.