

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	17
Tabellenverzeichnis	19
Abkürzungsverzeichnis	21
1. Kapitel Einleitung	27
A. Netzengpässe als Herausforderung der europäischen Energiepolitik	27
B. Engpassmanagement als Rechtsproblem – Thesen	30
C. Gang der Untersuchung	34
2. Kapitel Technische und ökonomische Grundlagen des Engpassmanagements	37
A. Begriffsbestimmungen	37
I. Netzengpass	37
II. Engpassmanagement	43
B. Ursachen von Engpässen in den Elektrizitätsversorgungsnetzen	47
I. Steigende Nachfrage nach Stromtransportkapazitäten	47
1. Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien	48
2. Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels	56
3. Anstieg des Stromverbrauchs	60
II. Verzögerung der Netzentwicklung	62
III. Fazit	67
C. Rechtfertigung der Netzengpassregulierung	68
I. Marktversagen als Regulierungsgrundlage	69
1. Natürliches Monopol	70
2. Externe Effekte	73
3. Fehlen von Knappheitspreisen	74
II. Volkswirtschaftliche Nachteile von Netzengpässen	78
1. Keine kostenminimale Befriedigung der Nachfrage	79
2. Behinderung wirksamen Wettbewerbs	84
III. Fazit	86
D. Instrumente der Netzengpassregulierung	87
I. Verlagerung der Erzeugungs- und Lastzentren	87
1. Geografisch differenzierte Tarifsyste	91
2. Ausschreibungswettbewerbe	94
	9

II.	Gewährleistung eines bedarfsgerechten Netzausbaus	99
1.	Ermittlung des Aus-, Um- und Neubaubedarfs	100
a)	Leitbild des bedarfsgerechten Netzausbaus	100
b)	Netztechnische Analysen und Netzentwicklungspläne	103
2.	Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren	109
3.	Optimierung der wirtschaftlichen Anreize für Netzinvestitionen	113
a)	Merchant Transmission Investments	114
b)	Zweckbindung der Engpasserlöse	118
c)	Investitionsbudgets	119
4.	Förderung von Netzinvestitionen aus öffentlichen Mitteln	123
a)	Transeuropäische Energienetze und „Connecting Europe“-Fazilität	124
b)	Europäisches Energieprogramm zur Konjunkturbelebung	126
III.	Engpassmanagement	127
IV.	Fazit	129
E.	Methoden des Engpassmanagements	129
I.	Langfristiges Engpassmanagement	130
1.	Administrative Verfahren	131
2.	Kapazitätsauktionen	135
a)	Explizite Auktionen	136
b)	Implizite Auktionen	142
aa)	Market Coupling	143
bb)	Market Splitting	146
cc)	Nodal Pricing	148
3.	Einspeiseauktionen	149
II.	Kurzfristiges Engpassmanagement	150
1.	Countertrading	151
2.	Erzeugungsmanagement (Redispatch)	152
3.	Lastmanagement	158
III.	Fazit	159
F.	Zusammenfassung des zweiten Kapitels	161
3. Kapitel	Grenzüberschreitendes Engpassmanagement	165
A.	Technischer Hintergrund	166
B.	ACER-Regionalinitiativen	169
C.	Systematisierung des Rechtsrahmens für das Engpassmanagement	175
I.	Historische Entwicklung	175
1.	Erstes Binnenmarktpaket	178
2.	Erste Arbeitsphase des Florenz-Forums und zweites Binnenmarktpaket	178
3.	Zweite Arbeitsphase des Florenz-Forums und drittes Binnenmarktpaket	180

II. Das Regelungssystem des dritten Binnenmarktpakets	182
1. Richtlinie 2009/72 und Verordnung 714/2009	184
2. Engpass-Leitlinien	186
3. CACM-Rahmenleitlinie	189
4. CACM-Netzkodex	193
III. Das Verhältnis von Engpassmanagement und Netzzugangsregime	195
1. Kollision von Art. 16 VO 714/2009 und Art. 32 RL 2009/72	195
2. Auflösung der Kollision von Art. 16 VO 714/2009 und Art. 32 RL 2009/72	197
IV. Die maßgeblichen Prinzipien für das Engpassmanagement	199
1. Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes	200
2. Netz- und Versorgungssicherheit	201
3. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	202
D. Langfristiges Engpassmanagement	206
I. Kapazitätsberechnung	208
1. Ausschöpfung der verfügbaren Übertragungskapazität	209
a) ATC-Methode	213
b) Lastflussbasierte Methode	220
2. Kapazitätsrückgabepflicht	224
3. Saldierungsgebot	225
II. Kapazitätsvergabe	226
1. Allgemeine Anforderungen	227
a) Nichtdiskriminierung	228
b) Marktorientierung	233
aa) Festlegung auf explizite und implizite Auktionen	233
bb) Vereinbarkeit mit dem Zollverbot und der Warenverkehrsfreiheit	236
c) Anreizwirkung	242
d) Nichttransaktionsbezogenheit	244
e) Wettbewerbsförderung	245
f) (Inter-)regionalität	247
g) Verbindlichkeit der Kapazitätsnutzungsrechte	248
2. Besondere Anforderungen bezüglich der unterschiedlichen Zeitraster	250
a) Langfristige Kapazitätsvergabe	252
aa) Physische Übertragungsrechte	255
bb) Finanzielle Übertragungsrechte	260
cc) Derivate	264
b) Day-ahead-Kapazitätsvergabe	266
c) Intraday-Kapazitätsvergabe	269
3. Fazit	273
III. Kapazitätshandel	275
IV. Verwendung der Engpasserlöse	277

1.	Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der Übertragungskapazität	278
2.	Erhaltung und Ausbau der Übertragungskapazität	279
3.	Senkung der Netzentgelte	282
V.	Transparenz	285
E.	Kurzfristiges Engpassmanagement	289
I.	Countertrading und Redispatch	289
II.	Einschränkung von Transaktionen	292
III.	Entschädigungspflicht	293
F.	Market Coupling	294
I.	Funktionsweise und Einordnung	295
II.	Stand der Umsetzung	299
1.	Region Central West Europe	300
a)	Trilateral Market Coupling	301
b)	Central West European Market Coupling	301
2.	Region Northern Europe und North West Europe-Projekt	302
a)	Interim Tight Volume Coupling	303
b)	North West European Price Coupling	304
3.	Region Baltic	305
4.	Region France/UK/Ireland	306
5.	Region South West Europe und Price Coupling of Regions	307
6.	Region Central South Europe	308
7.	Region Central East Europe	309
III.	Vereinbarkeit mit dem europäischen Wettbewerbsrecht	311
1.	Einrichtung von Auktionsbüros	312
a)	Auktionsbüros als Vollfunktionsgemeinschaftsunternehmen	313
b)	Keine wesentliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs	315
2.	Koordinierung von Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen	320
3.	Kapazitätsberechnung und Kapazitätsvergabe	321
IV.	Vereinbarkeit mit dem Entflechtungsregime der Richtlinie 2009/72	323
1.	Entflechtung von Auktionsbüros	324
a)	Tätigkeit von Auktionsbüros im Bereich des Stromtransports	325
b)	Tätigkeit von Auktionsbüros auf vor- oder nachgelagerten Stufen	326
c)	Bewertung	327
2.	Entflechtung der Anteilseigner von Auktionsbüros	329
V.	Aufsicht	330
1.	Strategische Entscheidungen und Inkraftsetzung von Regelwerken	332
2.	Operativer Betrieb des Market Couplings (Monitoring)	334

VI. Die Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes	335
1. Unterschiedliche Perspektiven auf den Elektrizitätsbinnenmarkt	337
2. Folgen des Market Couplings für die kartellrechtliche Marktabgrenzung	339
a) Praxis der Unionsorgane zur Marktabgrenzung im Elektrizitätssektor	340
aa) Abgrenzung nationaler Stromgroßhandelsmärkte	341
bb) Berücksichtigung von Market Coupling	345
b) Veränderung der Marktbedingungen durch Market Coupling	348
aa) Preishomogenität/Preiskonvergenz	349
bb) European Electricity Index (ELIX)	352
cc) Engpasserlöse	353
c) Fazit	355
G. Zusammenfassung des dritten Kapitels	357
4. Kapitel Innerdeutsches Engpassmanagement	361
A. Technischer Hintergrund	362
B. Systematisierung des Rechtsrahmens für das Engpassmanagement	372
I. Historische Entwicklung	372
II. Das Regelungssystem nach der EnWG-Novelle 2011	377
1. § 15 StromNZV	377
2. §§ 13, 14 Abs. 1 S. 1 EnWG	381
3. §§ 8 Abs. 1 EEG, 4 Abs. 1 KWKG, 7 Abs. 1 KraftNAV	382
4. § 11 EEG	383
III. Das Verhältnis von Engpassmanagement und Netzzugangsregime	385
IV. Die maßgeblichen Prinzipien für das Engpassmanagement	388
1. Netz- und Versorgungssicherheit	389
2. EE/KWK-Vorrangprinzip	391
a) Abnahme und Netzzugang	392
b) Vorrangigkeit	401
3. Kosteneffizienz	405
V. Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber	408
C. Kurzfristiges Engpassmanagement	415
I. Voraussetzungen	416
1. Gefahr eines Netzengpasses	417
2. Beurteilungsspielraum der Netzbetreiber	421
II. Eingriffsrechte und -pflichten der Netzbetreiber	423
1. Netzbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG	424
2. Marktbezogene Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG	428
a) Vertragliches Erzeugungsmanagement (Redispatch)	430
aa) Erzeugungsanlagen i. S. v. § 13 Abs. 1a EnWG	436

bb) Sonstige konventionelle Erzeugungsanlagen	448
cc) EE- und KWK-Anlagen (§ 8 Abs. 3 EEG)	449
b) Vertragliches Lastmanagement	453
aa) Verbrauchsanlagen i. S. v. § 13 Abs. 4b EnWG	454
bb) Verbrauchsanlagen i. S. v. § 14a EnWG	462
cc) Sonstige Verbrauchsanlagen	465
c) Countertrading/SiV	465
d) Beschränkung des Intraday-Handels	468
e) Einsatz von Regelenergie	469
f) Information über Engpässe	471
3. Notfallmaßnahmen gemäß §§ 13 Abs. 2 EnWG	471
a) Gesetzliches Erzeugungsmanagement	473
aa) Konventionelle Erzeugungsanlagen	474
bb) EE- und KWK-Anlagen (§ 11 Abs. 1 EEG)	477
b) Gesetzliches Lastmanagement	482
c) Anpassung von Stromtransiten	483
III. Pflicht zur Vorhaltung marktbezogener Maßnahmen	483
1. Grundsatz	484
2. Maßnahmen i. S. v. § 13 Abs. 4b EnWG	487
3. Maßnahmen i. S. v. § 14a EnWG	489
IV. Auswahl der durchzuführenden Maßnahmen	490
1. Gesetzliches Stufensystem	491
a) Drei-Stufen-Folge gemäß § 13 Abs. 1 u. 2 EnWG	491
aa) Verhältnis von netz- und marktbezogenen Maßnahmen	491
bb) Verhältnis von marktbezogenen Maßnahmen und Notfallmaßnahmen	494
b) EE/KWK-Vorrangprinzip bei Maßnahmen des Erzeugungsmanagements	495
aa) Vertragliches Erzeugungsmanagement	496
bb) Gesetzliches Erzeugungsmanagement	497
c) Schonung des Gasversorgungssystems	498
d) Nachrangige Abregelung von PV-Anlagen < 100 kW	498
e) Fazit	499
2. Kriterien für die Auswahl zwischen gleichrangigen Maßnahmen	500
a) Maßnahmeneffizienz	500
b) Größtmögliche EE/KWK-Strommenge i. S. v. § 11 Abs. 1 S. 3 EEG	505
3. Beurteilungsspielraum und Ermessen der Netzbetreiber	513
a) Entscheidung über Maßnahmenstufe	513
b) Auswahl zwischen gleichrangigen Maßnahmen	515
V. Zusammenarbeit der Netzbetreiber	516
1. Grundsatz der Selbstverantwortlichkeit	516

2.	Kaskadierungsprinzip	519
VI.	Vergütung von marktbezogenen Maßnahmen	523
1.	Vertragliches Erzeugungsmanagement	524
a)	Erzeugungsanlagen i. S. v. § 13 Abs. 1a EnWG	524
b)	Sonstige konventionelle Erzeugungsanlagen	530
c)	EE-Anlagen (§ 8 Abs. 3 EEG)	532
2.	Vertragliches Lastmanagement	533
a)	Verbrauchsanlagen i. S. v. § 13 Abs. 4b EnWG	534
aa)	Vergütungssystem und Vergütungshöhe	535
bb)	Vereinbarkeit mit dem Beihilfenverbot	544
b)	Verbrauchsanlagen i. S. v. § 14a EnWG	552
c)	Sonstige Verbrauchsanlagen	553
VII.	Entschädigung von Notfallmaßnahmen	554
1.	Mögliche Haftungsgrundlagen	554
2.	Haftungsbeschränkungen	558
a)	Vertrag i. V. m. § 18 NAV	558
b)	§ 13 Abs. 4 EnWG	563
3.	Härtefallregelung gemäß § 12 Abs. 1 EEG	568
VIII.	Kosten und deren Berücksichtigung bei der Netzentgeltermittlung	575
1.	Maßnahmen nach § 13 Abs. 1, 1a u. 2 EnWG	577
2.	Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 4b EnWG	584
3.	Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2, Abs. 2a S. 2 EnWG, 8 Abs. 3 EEG	585
4.	Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 2, Abs. 2a S. 3 EnWG, 11 Abs. 1 S. 1 EEG	587
5.	Ausgleich der Kosten zwischen den Netzbetreibern	590
IX.	Transparenz- und Informationspflichten	592
D.	Langfristiges Engpassmanagement	596
I.	Kapazitätsberechnung	598
II.	Kapazitätsvergabe	598
1.	Allgemeine Anforderungen	599
a)	Diskriminierungsfreiheit	600
b)	Marktorientierung	602
c)	Transparenz	603
2.	Vorrangregelungen	604
a)	EE/KWK-Vorrangprinzip	604
b)	§ 7 KraftNAV	605
III.	Kapazitätshandel	611
IV.	Verwendung der Engpasserlöse	611
V.	Transparenz	612
E.	Market Splitting	613
I.	Bisherige Diskussion	615
II.	Argumente für und gegen ein innerdeutsches Market Splitting	619

III. Bewertung der gegenwärtigen Netzsituation	627
1. Existenz struktureller Engpässe	627
2. Geplante Netzerweiterungsmaßnahmen	630
IV. Fazit	631
F. Zusammenfassung des vierten Kapitels	633
5. Kapitel Schlussfolgerungen und Ausblick	640
Literaturverzeichnis	647