

Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft

Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber im Kontext der
Frequenzhaltung

von
Dr. Ansgar Günnewicht

1. Auflage

Nomos Baden-Baden 2015

Verlag C.H. Beck im Internet:
www.beck.de

ISBN 978 3 8487 2035 4

Ansgar Günnewicht

Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft

Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber im Kontext der Frequenzhaltung



Nomos

Forum Energierecht

Herausgegeben von
Prof. Dr. Hans-Joachim Koch
Prof. Dr. Alexander Roßnagel
Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Prof. Dr. Joachim Wieland

Band 20

Ansgar Günnewicht

Reguliertes Informationsmanagement in der Elektrizitätswirtschaft

Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements
durch den Übertragungsnetzbetreiber im Kontext
der Frequenzhaltung



Nomos

Gefördert durch Druckkostenzuschüsse der FAZIT-STIFTUNG sowie der
Wissenschaftlichen Gesellschaft in Freiburg im Breisgau.

Erstgutachter:	Prof. Dr. Jens-Peter Schneider
Zweitgutachter:	Prof. Dr. Dominik Kupfer
Tag der mündlichen Prüfung:	21. und 22. Juli 2014
Dekan:	Prof. Dr. Alexander Bruns, LL.M.
Dissertationsort:	Freiburg im Breisgau
Erscheinungsjahr:	2015

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

Zugl.: Freiburg, Univ., Diss., 2014

ISBN 978-3-8487-2035-4 (Print)

ISBN 978-3-8452-6178-2 (ePDF)

1. Auflage 2015

© Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden 2015. Printed in Germany. Alle Rechte, auch
die des Nachdrucks von Auszügen, der fotomechanischen Wiedergabe und der Über-
setzung, vorbehalten. Gedruckt auf alterungsbeständigem Papier.

Inhaltsübersicht

Inhaltsübersicht	7
Inhaltsverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	35
Einführung	45
A. Gegenstand der Untersuchung	50
B. Ziele, Ebenen und Kernthesen der Untersuchung	53
C. Das Aufgabenprofil des Übertragungsnetzbetreibers als konzeptioneller Leitfaden der Untersuchung	59
D. Gang der Untersuchung	62
Erster Teil: Grundlegungen zur Untersuchung der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	64
Erstes Kapitel: Begriff, Rahmen und Strukturen der Frequenzhaltung innerhalb der liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	64
A. Gegenstand der Frequenzhaltung	65
B. Die liberalisierte Elektrizitätswirtschaft als technischer und wirtschaftlicher Rahmen der Frequenzhaltung	76
C. Frequenzhaltung als systemische Funktion des Übertragungsnetzbetreibers im Gesamtgefüge des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems	140
Zweites Kapitel: Kontext und Profil der gesetzlich vorgegebenen Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers im Zusammenhang mit der Frequenzhaltung	151
A. Die Frequenzhaltung als Baustein im gesetzlich vorgegebenen Gesamtaufgabenprofil des Übertragungsnetzbetreibers	152
B. Das gesetzlich vorgegebene Profil des Aufgabenbereichs der Frequenzhaltung	156

Inhaltsübersicht

Zweiter Teil:	Identifizierung und Analyse der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	198
Drittes Kapitel:	Potenziale generalklauselartiger Informationszugangsregelungen im Rahmen der staatlichen Ausgestaltung des Informationsmanagements	198
A.	Das Potenzial generalklauselartiger Informationszugangsregelungen für eine anforderungsgerechte Ausgestaltung	204
B.	Exemplarische Untersuchung der §§ 12 II, 12 IV 1 und 15 II 2 EnWG als Bausteine eines flexibilisierenden Auffangregimes	235
C.	Bilanz und Ausblick	285
Viertes Kapitel:	Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Zusammenhang mit der ex ante-Prüfung von Fahrplänen als präventives Instrument zur Frequenzhaltung	293
A.	Überblick über die staatlichen Vorgaben für das Fahrplanmanagement	295
B.	Die Ausgestaltung der ex ante-Fahrplanprüfung durch die Festlegung Standard-Bilanzkreisvertrag in der Detailanalyse	303
C.	Flexibilität der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements mit Blick auf eine Erweiterung und Intensivierung der ex ante-Fahrplanprüfung	340
Fünftes Kapitel:	Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des konsensualen Standardinstrumentariums zur kurativen Frequenzhaltung	374
A.	Operativer Einsatz der konsensual-kurativen Standardinstrumente	375
B.	Beschaffung der erforderlichen Standardregelreserven im Rahmen gemeinsamer Ausschreibungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	432
C.	Dimensionierung des Bedarfs an Standardregelreserven	470
D.	Finanzielle Abwicklung der konsensual-kurativen Standardinstrumente	485

E.	Selbstregulative Kompensation ungewollten Austauschs zwischen den Regelzonen des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems	528
Sechstes Kapitel: Vergleichende Analyse in Bezug auf die rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des ergänzenden konsensual-kurativen Instrumentariums		
		537
A.	Das Instrument der kontrahierten abschaltbaren Lasten	538
B.	Mobilisierung zusätzlicher Reserven durch das Instrument der kontrahierten Netzreserve	554
C.	Ausblick auf den europäischen Kodifizierungsprozess	565
Siebtes Kapitel: Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des quasi-hoheitlichen Instrumentariums zur kurativen Frequenzhaltung		
		571
A.	Netzebenenübergreifende Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen und -entnahmen gemäß § 13 II EnWG	572
B.	Zusätzliche quasi-hoheitliche Instrumente infolge der gesetzlich lancierten Kooperationsoffensive zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Gasnetzbetreibern	609
Resümee und Ausblick		
		616
A.	Resümee	616
B.	Ausblick auf den europäischen Kodifizierungsprozess	625
Quellenverzeichnisse		
		629
A.	Wissenschaftliche Literatur	629
B.	Rechtsprechung und amtliche Entscheidungen der Bundesnetzagentur	641
C.	Materialien der Gesetzgebung	643
D.	Technische Regelwerke, Anleitungen und Standardverträge	644
E.	Sonstige Dokumente	647

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsübersicht	7
Inhaltsverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	33
Einführung	45
A. Gegenstand der Untersuchung	50
B. Ziele, Ebenen und Kernthesen der Untersuchung	53
I. Erste Untersuchungsebene: Identifizierung des tatsächlichen Informationsmanagements durch den Übertragungsnetzbetreiber	54
II. Zweite Untersuchungsebene: Identifizierung und Systematisierung der rechtlichen Strukturen des tatsächlichen Informationsmanagements	55
III. Dritte Untersuchungsebene: Analyse der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	58
C. Das Aufgabenprofil des Übertragungsnetzbetreibers als konzeptioneller Leitfaden der Untersuchung	59
D. Gang der Untersuchung	62
Erster Teil: Grundlegungen zur Untersuchung der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	64
Erstes Kapitel: Begriff, Rahmen und Strukturen der Frequenzhaltung innerhalb der liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	64
A. Gegenstand der Frequenzhaltung	65
I. Die Funktion der Frequenzhaltung unter Abgrenzung von anderen Systemdienstleistungen	65
1. Frequenzhaltung als Gewährleistung der Systemwirkleistungsbalance	67
2. Abgrenzung von der Spannungshaltung sowie dem Engpassmanagement	70
II. Wachsende Anforderungen an die Frequenzhaltung infolge der Energiewende sowie der fortschreitenden Integration des europäischen Binnenmarktes für elektrische Energie	71
	11

Inhaltsverzeichnis

1.	Die Volatilität solarer Strahlungsenergie und Windenergie als Herausforderung infolge der Energiewende	72
2.	Neue Anforderungen an den administrativen Rahmen zur Frequenzhaltung durch eine fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes	76
B.	Die liberalisierte Elektrizitätswirtschaft als technischer und wirtschaftlicher Rahmen der Frequenzhaltung	76
I.	Zum methodischen Ansatz: Definition der liberalisierten Elektrizitätswirtschaft anhand der diese prägenden Akteure	77
1.	Akteure als abstrahierte Funktionsträger auf der Grundlage eines Marktrollen-Modells	77
2.	Diversifizierung und Modifizierung der Akteure im Wege der Elektrizitätswirtschaftlichen Liberalisierung	78
a)	Das monopolisierte System geschlossener Versorgungsgebiete in der Elektrizitätswirtschaft bis zum EnWG 1998	78
b)	Gründe für das monopolisierte System geschlossener Versorgungsgebiete	81
c)	Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft mit dem EnWG 1998	83
II.	Strukturen der liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	86
1.	Akteure der klassischen Elektrizitätsversorgungskette	89
a)	Elektrizitätserzeuger und Speichereinrichtungen	90
b)	Elektrizitätsnetzbetreiber	93
aa)	Strukturen des Elektrizitätsnetzes in Deutschland als Teil des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems	93
(1)	Die vertikale Netzstruktur aus Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen	94
(2)	Die horizontale Netzstruktur als Verbindungsachse im kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystem	97
bb)	Übertragungsnetzbetreiber	98
(1)	Die Frequenzhaltung im Funktionsprofil des Übertragungsnetzbetreibers	99
(2)	Institutionalisierte Kooperationsformen der Übertragungsnetzbetreiber im horizontalen Verbund zum Zweck der Frequenzhaltung	102
cc)	Elektrizitätsverteilernetzbetreiber	103
c)	Letztverbraucher	105
d)	Elektrizitätslieferant und Elektrizitätshändler	105

2. Neue Akteure im Zusammenhang mit der elektrizitäts- wirtschaftlichen Liberalisierung	111
a) Bilanzkreisverantwortlicher und Bilanzkoordinator als Akteure im Rahmen des Bilanzkreissystems	111
aa) Das Bilanzkreissystem als notwendiger administrativ-buchhalterischer Rahmen der Frequenzhaltung in einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	112
(1) Bedeutung und Hintergrund des Bilanzkreis- systems	112
(2) Grundkonzeption des Bilanzkreissystems	115
(3) Spezifische Abrechnungs-, Anreiz-, Kontroll- und Festlegungsfunktionen des Bilanzkreis- systems im Zusammenhang mit der Frequenz- haltung	116
bb) Der Bilanzkreisverantwortliche als Träger der planerisch-wirtschaftlichen Verantwortung für ausgeglichene Bilanzkreise	118
(1) Der Bilanzkreisverantwortliche für Standard- Bilanzkreise als Prototyp der Marktrolle des Bilanzkreisverantwortlichen	118
(a) Funktionsprofil des Bilanzkreisverantwortlichen für Standard-Bilanzkreise	119
(b) Prädestination des Elektrizitätslieferanten als Bilanzkreisverantwortlicher für Standard- Bilanzkreise	121
(2) Bilanzkreisverantwortliche für besondere Bilanzkreise	124
cc) Bilanzkoordinator und Übertragungsnetz- betreiber als Gegenpart des Bilanzkreis- verantwortlichen	126
dd) Interaktionsstrukturen innerhalb des Bilanz- kreissystems mit Bedeutung für die Frequenz- haltung	128
(1) Der Bilanzkreisvertrag zwischen Übertragungs- netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem als vertragliche Grundlage des Bilanzkreis- systems	129
(2) Fahrplanmanagement durch Übertragungs- netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen	129

Inhaltsverzeichnis

(3) Bilanzkreisabrechnung durch den Bilanzkoo- ordinator gegenüber dem Bilanzkreisverantwort- lichen unter Mitwirkung der Elektrizitätsnetz- betreiber	131
b) Anbieter von Regelenergie als Vorleistungsanbieter für die Frequenzhaltung	132
c) Messstellenbetreiber und Messdienstleister als neue Akteure infolge der Liberalisierung des Messwesens	134
3. Fernleitungsnetzbetreiber und Gasverteiler- netzbetreiber als externe Akteure mit einer gesteigerten funktionalen Verbindung zur Frequenzhaltung	136
4. Staatliche Akteure	138
III. Zusammenfassung des durch die Elektrizitätswirtschaft gezogenen Untersuchungsrahmens	138
C. Frequenzhaltung als systemische Funktion des Übertragungs- netzbetreibers im Gesamtgefüge des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems	140
I. Hierarchiestrukturen der Frequenzhaltung im kontinental- europäischen Synchronverbundsystem	140
II. Frequenzhaltung als primär regelzonenbezogene Aufgabe auf unterster Ebene der Hierarchiestruktur	142
1. Exklusive Frequenzhaltung durch die Übertragungs- netzabteilungen der großen Verbundunternehmen in der monopolisierten Elektrizitätswirtschaft	143
2. Letztinstanzliche Frequenzhaltung durch die entfloch- tene Marktrolle des Übertragungsnetzbetreibers in der liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	144
3. Kein Funktionsverlust seitens des Übertragungsnetz- betreibers durch eine angebotsorientierte Wirkleistungs- nachfrage auf der Grundlage sogenannter <i>Smart Markets</i>	147
 Zweites Kapitel: Kontext und Profil der gesetzlich vorgegebenen Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers im Zusammenhang mit der Frequenzhaltung	 151
A. Die Frequenzhaltung als Baustein im gesetzlich vorgegebenen Gesamtaufgabenprofil des Übertragungsnetzbetreibers	152
B. Das gesetzlich vorgegebene Profil des Aufgabenbereichs der Frequenzhaltung	156
I. Gesetzliche Strukturvorgaben für den Aufgabenbereich der Frequenzhaltung	159

1.	Das instrumentenbezogene Stufenmodell des § 13 EnWG als Strukturvorgabe	163
a)	Der Ansatz einer inhaltlichen Differenzierung der Instrumente	163
b)	Der vorzugswürdige Ansatz einer funktionalen Differenzierung	164
c)	Bedeutung einer funktionalen Differenzierung für die weitere Untersuchung	168
2.	Gesetzliche Privilegierungs- und Berücksichtigungspflichten im Rahmen der Frequenzhaltung	169
a)	Privilegierung von EE- und KWK-Anlagen nach § 13 IIa 1 Var. 1, Satz 2–7 EnWG	170
aa)	Privilegierungspflichten im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen im Sinne des § 13 I Nr. 2 EnWG	171
bb)	Privilegierungspflichten im Rahmen von Anpassungen im Sinne des § 13 II EnWG	172
b)	Berücksichtigung potenzieller Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems nach § 13 IIa 1 Var. 2, Satz 4–7 EnWG	173
II.	Konkretisierung des Aufgabenbereichs der Frequenzhaltung anhand gesetzlich spezifizierter Instrumente	174
1.	Die ex ante-Prüfung von Fahrplänen im Rahmen des Fahrplanmanagements auf der Grundlage des § 13 I Nr. 2 EnWG i. V. m. § 5 StromNZV	175
2.	Das konsensuale Instrumentarium zur kurativen Frequenzhaltung auf der Grundlage des § 13 I Nr. 2 EnWG	176
a)	Überblick über das konsensual-kurative Instrumentarium	176
aa)	Abgrenzung der »kontrahierten zu- und abschaltbaren Lasten« von der »Mobilisierung zusätzlicher Reserven« im Sinne des § 13 I Nr. 2 EnWG	177
bb)	Zum Begriff der Regelenergie im Sinne des § 13 I Nr. 2 EnWG	178
b)	Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve als konsensual-kuratives Standardinstrumentarium	183
aa)	Operativer Einsatz im Rahmen des Echtzeit-Betriebs	184
bb)	Vorbereitungs- und Abwicklungsaufgaben	188

Inhaltsverzeichnis

c)	Kontrahierte zu- und abschaltbare Lasten sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven in Gestalt der kontrahierten Netzreserve als ergänzendes konsensual-kuratives Instrumentarium	189
3.	Das quasi-hoheitliche Instrumentarium zur kurativen Frequenzhaltung auf der Grundlage der §§ 13 II, 13a, 16 IIa 2 u. 3 EnWG	191
a)	Anpassungen der Wirkleistungseinspeisungen und -entnahmen nach § 13 II EnWG	192
b)	Zusätzliche quasi-hoheitliche Instrumente infolge der gesetzlich lancierten Kooperationsoffensive zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Gasnetzbetreibern	193
III.	Zusammenfassung des gesetzlich vorgegebenen Aufgabenbereichs der Frequenzhaltung	195
Zweiter Teil: Identifizierung und Analyse der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements		
198		
Drittes Kapitel: Potenziale generalklauselartiger Informationszugangsregelungen im Rahmen der staatlichen Ausgestaltung des Informationsmanagements		
198		
A.	Das Potenzial generalklauselartiger Informationszugangsregelungen für eine anforderungsgerechte Ausgestaltung	204
I.	Lückenlose und flexible Ausgestaltung des Informationszugangs mit hoher Ausgestaltungskonsistenz	204
1.	Ausgestaltung des Informationszugangsumfangs	204
2.	Ausgestaltung der Informationszugangsmodalitäten	205
3.	Wahrung der Ausgestaltungskonsistenz durch normative Begrenzung des Informationszugangs sowie die Möglichkeit komplementärer Sanktionsmechanismen	206
II.	Defizitäres Maß an Rechtssicherheit und Steuerungsmöglichkeiten	207
1.	Beeinträchtigung der Rechtssicherheit durch geringe Ausstellungsintensität	207
2.	Geringe Steuerungsmöglichkeiten zur Beseitigung von Defiziten im praktischen Informationsmanagement	210
a)	Gefährdung des Informationszugangs durch informationstheoretische Abhängigkeit des Informationszugangsberechtigten	211

aa)	Gefährdungspotenzial mit Blick auf die rechtzeitige Gewährung des Informationszugangs	211
bb)	Gefährdungspotenzial mit Blick auf die Informationsqualität	212
b)	Verstärkung der Folgen informatorischer Abhängigkeit im Falle einer zentralisierten Informationsversorgung	215
III.	Zwischenbilanz	216
1.	Unzureichendes Potenzial generalklauselartiger Informationszugangsregelungen für eine anforderungsgerechte Ausgestaltung	216
2.	Das Flexibilisierungspotenzial generalklauselartiger Informationszugangsregelungen und Anforderungen an ein flexibilisierendes Auffangregime	217
a)	Anforderungen an den sachlich-gegenständlichen Regelungsbereich	220
b)	Anforderungen an den personellen Regelungsbereich	221
c)	Anforderungen an komplementäre Sanktionsmechanismen	221
3.	Kriterien für die weitere Analyse der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	222
a)	Kriterien in Bezug auf den Ausgestaltungsumfang	224
aa)	Das Kriterium des Informationszugangsumfangs	224
bb)	Das Kriterium der Informationszugangsmodalitäten	226
b)	Kriterien in Bezug auf die Art und Weise der Ausgestaltung	227
aa)	Das Kriterium der Ausgestaltungskonsistenz	228
bb)	Das Kriterium der Ausgestaltungintensität	231
cc)	Das Kriterium der Informationsversorgungsstrukturen	232
(1)	Das Strukturmerkmal der informatorischen Abhängigkeit	233
(2)	Das Strukturmerkmal der Informationsversorgungszentralisierung	234
B.	Exemplarische Untersuchung der §§ 12 II, 12 IV 1 und 15 II 2 EnWG als Bausteine eines flexibilisierenden Auffangregimes	235
I.	Informationszugang des Übertragungsnetzbetreibers nach § 12 II, IV 1 EnWG	236

Inhaltsverzeichnis

1. Begriffliche Ungenauigkeiten in Bezug auf den sachlich-gegenständlichen Regelungsbereich	237
a) Sachlich-gegenständlicher Regelungsbereich des § 12 IV 1 EnWG	238
aa) Lesart des § 12 IV 1 EnWG vor der EnWG-Novelle 2011: Frequenzhaltung nicht umfasst	239
bb) Bekräftigung der ursprünglichen Lesart durch § 12 I 2–5 EnWG n. F.	239
cc) Neue Lesart des § 12 IV 1 EnWG aufgrund von § 12 IV 3 EnWG n. F.: Frequenzhaltung umfasst	240
b) Sachlich-gegenständlicher Regelungsbereich des § 12 II EnWG	241
2. Defizitäre Ausgestaltung des personellen Regelungsbereichs	243
a) Begriffliche Abgrenzung des Übertragungsnetzbetreibers als Informationszugangsberechtigter vom Elektrizitätsverteilernetzbetreiber	243
aa) Missglückte Abgrenzung im Rahmen des EnWG	244
(1) Abgrenzung am Maßstab der Zweckrichtung des Elektrizitätstransports	245
(2) Abgrenzung am Maßstab des zu verantwortenden Elektrizitätsnetzes	247
(3) Zwischenergebnis: Abgrenzungsschwierigkeiten in Bezug auf den gesetzlichen Begriff des Übertragungsnetzbetreibers	249
bb) Beispielhafte Abgrenzung im Rahmen des EEG	250
b) Identifizierung und Abgrenzung der nach § 12 II, IV 1 EnWG informationspflichtigen Akteure	251
aa) Weitestgehend unproblematischer Informationszugang gegenüber dem gesetzlich nicht definierten Elektrizitätserzeuger sowie industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern	252
bb) Im Ergebnis unproblematischer Informationszugang gegenüber Fernleitungsnetzbetreibern und Gasverteilernetzbetreibern	254
(1) Gesetzliche Vorgaben zur Definition und Abgrenzung von Fernleitungsnetzen, Gasverteilernetzen sowie LNG-Anlagen und Speicheranlagen	255

(2) Betreiber von LNG-Anlagen und Speicheranlagen als gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls informationspflichtige Akteure	260
cc) Problembehafteter Informationszugang gegenüber anderen Elektrizitätsnetzbetreibern, dem Elektrizitätslieferanten sowie dem Bilanzkreisverantwortlichen	262
(1) Informationszugang gegenüber anderen Übertragungsnetzbetreibern und dem Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf der Grundlage einer unpräzisen gesetzlichen Abgrenzung dieser Akteure	262
(2) Informationszugang gegenüber dem Elektrizitätslieferanten auf der Grundlage einer nicht stringenten gesetzlichen Marktrollenabgrenzung zum Elektrizitätshändler	263
(3) Allenfalls mittelbarer Informationszugang gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen	266
dd) Kein Informationszugang gegenüber Anbietern vertraglicher Regelreserven, Messstellenbetreibern und Messdienstleistern sowie Speicheranlagenbetreibern	268
ee) Zwischenergebnis: Beachtliche Regelungslücken und begriffliche Abgrenzungsschwierigkeiten	271
3. Ausklammerung der Modalitäten des Informationszugangs aus den generalklauselartigen Finalprogrammen	271
a) Lediglich punktuelle Ausgestaltung der Informationszugangsmodalitäten	272
b) Defizite der punktuellen Ausgestaltung vor dem Hintergrund einer funktionalen Abgrenzung von § 12 II EnWG und § 12 IV 1 EnWG	273
4. Zwischenbilanz: Keine Eignung des § 12 II, IV 1 EnWG als Auffangnorm	277
II. Informationspflichten des Übertragungsnetzbetreibers nach §§ 12 II, 15 II 2 EnWG	279
1. Weitgehende Defizitidentität zwischen § 15 II 2 und § 12 IV 1 EnWG in Bezug auf den sachlich-gegenständlichen Regelungsbereich sowie die Ausgestaltung der Informationszugangsmodalitäten	280

Inhaltsverzeichnis

2.	Technisch verbundene Elektrizitätsnetzbetreiber sowie Fernleitungs- und Gasverteilernetzbetreiber als exklusiv Informationszugangsberechtigte	281
3.	Zwischenbilanz: Keine Eignung der §§ 12 II, 15 II 2 EnWG als Auffangnormen	281
III.	Anwendbarkeit spezifischer Sanktionsmechanismen im Recht der Elektrizitätswirtschaft sowie allgemeiner zivilrechtlicher Sanktionsmechanismen	282
C.	Bilanz und Ausblick	285
I.	Allenfalls punktuelle Bedeutung der §§ 12 II, 12 IV 1 und 15 II 2 EnWG für das Informationsmanagement des Übertragungsnetzbetreibers	285
II.	Vorschlag einer Neukonzeption der §§ 12 II, 12 IV 1 und 15 II 2 EnWG als paritätisches Auffangregime	287
III.	Extensive Zunahme generalklauselartiger Informationszugangsregelungen im Wege des künftigen europäischen Regelungsrahmens	290
Viertes Kapitel: Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Zusammenhang mit der ex ante-Prüfung von Fahrplänen als präventives Instrument zur Frequenzhaltung		293
A.	Überblick über die staatlichen Vorgaben für das Fahrplanmanagement	295
I.	Skizzierung des Fahrplanmanagements durch die §§ 4 IV, 5, 22 StromNZV	296
II.	Konkretisierung durch die Festlegung Standard-Bilanzkreisvertrag	297
1.	Besonderheit der Ausgestaltungstechnik: Nebeneinander von Eigenvorgaben und einbezogener selbstregulativer Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber	299
2.	Unzureichende Bestimmung des Verhältnisses zwischen Eigenvorgaben und einbezogenen Vorgaben als Grundproblem der Ausgestaltung	300
III.	Zwischenbilanz: Umfassender Ausgestaltungsansatz im nationalen Kontext mit strukturellen Defiziten	302
B.	Die Ausgestaltung der ex ante-Fahrplanprüfung durch die Festlegung Standard-Bilanzkreisvertrag in der Detailanalyse	303
I.	Das Verfahren zur Übermittlung von Fahrplänen zwischen Bilanzkreisverantwortlichem und Übertragungsnetzbetreiber	304

II. Gegenstand und Verfahren der Prüfung durch den Übertragungsnetzbetreiber	309
1. Die Prüfung von Fahrplanerstanmeldungen in der Prozessphase DayAhead	310
a) Anforderungsgerechte Ausgestaltung der Prüfung auf formelle Fehler	310
b) Die Prüfung auf inhaltliche Fehler	312
aa) Begrenzung der inhaltlichen ex ante-Fahrplanprüfungen auf Handelsfahrpläne als Folge der Funktionsverteilung innerhalb einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft	312
bb) Differenzierte Ausgestaltung in Bezug auf regelzonenüberschreitende Handelsfahrpläne	314
(1) Verifikationsprozess auf Ebene der betroffenen Regelzonen	314
(a) Abstimmung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der betroffenen Regelzonen	315
(b) Korrekturprozess zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem	316
(2) Verifikationsprozess im Rahmen der ENTSO-E RGCE Hierarchiestruktur	318
cc) Defizitäre Ausgestaltung in Bezug auf regelzoneninterne Handelsfahrpläne	321
2. Besonderheiten im Rahmen der Prüfung von Fahrplanänderungen	326
a) Probleme in Bezug auf die Ausgestaltung der Prozessphase DayAhead-Matching	326
b) Fahrplanänderungen in der Prozessphase Intraday	328
aa) Differenzierte Ausgestaltung in Bezug auf regelzonenüberschreitende Handelsfahrpläne	329
bb) Defizitäre Ausgestaltung in Bezug auf regelzoneninterne Handelsfahrpläne	331
c) Exkurs: Defizitäre Ausgestaltung der Prozessphase DayAfter	332
3. Beendigung der Fahrplanprüfung	334
III. Bilanz: Defizitäre behördliche Ausgestaltung	335
IV. Ausblick: Bestätigung der gegenwärtigen Strukturen des Fahrplanmanagements ohne nennenswerte Ausgestaltung durch den künftigen europäischen Regelungsrahmen	338
C. Flexibilität der rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements mit Blick auf eine Erweiterung und Intensivierung der ex ante-Fahrplanprüfung	340

Inhaltsverzeichnis

I.	Erforderlichkeit einer Erweiterung und Intensivierung trotz zusätzlicher Anreize für eine ordnungsgemäße Bilanzkreisbewirtschaftung	345
II.	Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber für ein Energieinformationsnetz als Grundlage einer Erweiterung und Intensivierung	349
1.	Bedeutung des Konzepts für die Bildung eines Kontrollmaßstabs	349
2.	Realisierbarkeit des Konzepts auf Grundlage der bestehenden rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements	350
a)	Kein Zugang des Übertragungsnetzbetreibers zu den erforderlichen erzeugungs- und verbrauchsbezogenen Informationen	350
aa)	Vorgebrachter Informationsbedarf in Bezug auf die Elektrizitätserzeugung	354
(1)	Stammdaten	354
(2)	Planungsdaten	356
(3)	Echtzeitinformationen und Zählwerte	357
bb)	Vorgebrachter Informationsbedarf in Bezug auf den Elektrizitätsverbrauch	359
(1)	Informationsbedarf in Bezug auf den Gesamtelektrizitätsverbrauch	360
(2)	Informationsbedarf in Bezug auf den Elektrizitätsverbrauch atypischer Großverbraucher	361
b)	Keine Gewährleistung gesteigerter Aktualitätsanforderungen an das Fahrplanmanagement	363
3.	Modifizierungsoptionen in Bezug auf das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zum Zwecke einer noch weitergehenden Intensivierung	364
a)	Modifizierungsoptionen in Bezug auf die erzeugungsbezogene Informationsgrundlage	365
b)	Modifizierungsoptionen in Bezug auf die verbrauchsbezogene Informationsgrundlage	367
c)	Zwischenbilanz: Kooperationsorientierte Modifizierungsempfehlungen in Anbetracht eines vertretbaren Mehraufwands	369
III.	Bilanz: Unzureichende Flexibilität zur Gewährleistung einer erforderlichen Erweiterung und Intensivierung der ex ante-Fahrplanprüfung	371

IV. Ausblick: Einführung umfangreicher Informationszugangsansprüche zugunsten des Übertragungsnetzbetreibers im Wege des künftigen europäischen Regelungsrahmes	372
Fünftes Kapitel: Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des konsensualen Standardinstrumentariums zur kurativen Frequenzhaltung	374
A. Operativer Einsatz der konsensual-kurativen Standardinstrumente	375
I. Überblick über die staatlichen Vorgaben	375
II. Primärregelung als solidarisches Instrument im gesamten kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystem	377
1. Informationsbezogene Funktionsweisen der Primärregelung	378
2. Kontinuierliche Überprüfung der Primärregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber	379
3. Dokumentation und Analyse größerer Wirkleistungsungleichgewichte	381
4. Zwischenbilanz: Selbstregulative Kontrolle der operativen Primärregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber	382
III. Sekundärregelung und Abruf der Minutenreserve als regelzonenbezogene Instrumente	382
1. Informationsbezogene Grundfunktionsweisen der Sekundärregelung und des operativen Einsatzes der Minutenreserve	383
a) Sekundärregelung durch Leistungs-Frequenz-Regelung	383
aa) Komponenten der Leistungs-Frequenz-Regelung	384
bb) Kontrolle und Modifizierung der regelzonenbezogenen Leistungs-Frequenz-Regelung im kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystem	388
b) Operativer Einsatz der Minutenreserve auf der Grundlage von Fahrplanlieferungen	389
c) Zwischenbilanz: Selbstregulative Steuerung der Leistungs-Frequenz-Regelung und des operativen Einsatzes der Minutenreserve durch den Übertragungsnetzbetreiber	391

Inhaltsverzeichnis

2.	Konzepte einer koordinierten Solidarisierung der Sekundärregelung und des Abrufs der Minutenreserve	392
a)	Sekundärregelung im erweiterten Netzregelverbund	393
aa)	Bedeutung und informationsbezogene Funktionsweisen des Netzregelverbunds der deutschen Regelzonen	393
bb)	Optimierung des Netzregelverbundes durch die Erweiterung zur International Grid Control Cooperation	396
b)	Bedeutung und informationsbezogene Funktionsweisen des operativen Betriebskonzepts für den Abruf der Minutenreserve	397
c)	Die Ausgestaltungstechnik der BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungen zur Perpetuierung der Solidarisierungskonzepte	400
d)	Zwischenbilanz	402
aa)	Auf Eckpunkte beschränkte behördliche Perpetuierung selbstregulativ implementierter Solidarisierungskonzepte	402
bb)	Behördliche Perpetuierung aus Gründen des Informationsmanagements	403
IV.	Informationsbezogene Herausforderungen im Zusammenhang mit der Vermarktung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien	405
1.	Verringerung des operativen Einsatzes konsensualkurativer Standardinstrumente durch Prognosen der zu vermarktenden Energiemengen	405
a)	Prognosespezifischer Informationsbedarf des Übertragungsnetzbetreibers	406
b)	Zusätzlicher Informationsbedarf infolge des Direktvermarktungsregimes der §§ 33a ff. EEG	408
c)	Zwischenergebnis: Weitgehend anforderungsgerechte gesetzliche Ausgestaltung in Bezug auf den prognosespezifischen Informationsbedarfs des Übertragungsnetzbetreibers	410
2.	Problemstellungen im Zusammenhang mit dem horizontalen Belastungsausgleich für elektrische Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen	411
a)	Kontext und Funktionsweisen des nahe Echtzeit durchzuführenden horizontalen Belastungsausgleichs	412

b)	Auswirkung intransparenter Einsenkungen in den Elektrizitätsverteilernetzen auf den nahe Echtzeit durchgeführten horizontalen Belastungsausgleich	416
c)	Zwischenergebnis: Verfälschung des nahe Echtzeit durchgeführten horizontalen Belastungsausgleichs durch intransparente Einsenkungen	418
V.	Bilanz: Auf Eckpunkte beschränkte behördliche Perpetuierung von Solidarisierungskonzepten in Kontext einer weitgehend selbstregulativen und anforderungsgerechten Ausgestaltung	422
VI.	Ausblick: Koordinierte Solidarisierung der Sekundärregelung und des Abrufs der Minutenreserve als Grundbaustein des künftigen europäischen Regelungsrahmens	425
1.	Bestätigung der im Rahmen der International Grid Control Cooperation implementierten Saldierung gegenläufiger Sekundärregelbedarfe	427
2.	Bestätigung des im Rahmen des deutschen Netzregelverbunds implementierten Prinzips regelzonenüberschreitender Merit Order-Listen	428
3.	Das vom künftigen europäischen Regelungsrahmen vorgegebene Ziel einer europaweiten Merit Order-Liste für Minutenreserve	431
B.	Beschaffung der erforderlichen Standardregelreserven im Rahmen gemeinsamer Ausschreibungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	432
I.	Überblick über die staatlichen Vorgaben	435
II.	Präqualifikation der Anbieter von Standardregelreserven zur Gewährleistung funktionstüchtiger Standardinstrumente (Präqualifikationsverfahren)	437
1.	Informationstechnische Präqualifikationsanforderungen	438
2.	Organisatorische und sonstige technische Präqualifikationsanforderungen	442
a)	Präqualifikationsbezogene Informationspflichten potentieller Anbieter von Standardregelreserven	442
b)	Berücksichtigung der informationsbezogenen Funktionsweisen der Leistungs-Frequenz-Regelung	443
aa)	Ausgestaltung der Möglichkeit zur Poolung und Besicherung von technischen Einheiten im Kontext der Primärregelung	444

Inhaltsverzeichnis

bb)	Ausgestaltung der Möglichkeit zur Poolung und Besicherung von technischen Einheiten im Kontext der Sekundärregelung und des Abrufs der Minutenreserve	446
III.	Staatliche Ausgestaltung des Ausschreibungs- und Vergabeverfahrens im Zielkonflikt von Wettbewerb und Versorgungssicherheit	449
1.	Differenzierte Vorgaben in Bezug auf die Ausschreibungszeitscheiben	449
2.	Das Erfordernis gemeinsamer regelzonenüberschreitender Ausschreibungen	450
IV.	Veröffentlichungen beschaffungsrelevanter Informationen im Spannungsfeld von Markttransparenz und Marktmanipulationsgefahr (Marktinformationsverfahren)	452
1.	Veröffentlichung von Informationen als Organisationshilfe für die Anbieter von Standardregelreserven	454
2.	Veröffentlichung von Informationen über die Marktstruktur zur Förderung der Markttransparenz	455
a)	Informationen in Bezug auf die Nachfrageseite	456
b)	Informationen in Bezug auf die Angebotsseite	458
aa)	Marktstrukturabhängig ausgestaltete Verpflichtung zur Veröffentlichung von Angebotslisten	459
bb)	Situationsflexible Ausgestaltung der Veröffentlichungsfristen	461
V.	Bilanz: Weitgehend anforderungsgerechte staatliche Ausgestaltung	462
VI.	Ausblick: Umfangreiche Ausgestaltung im Wege des europäischen Kodifizierungsprozesses	464
1.	Bestätigung des bestehenden Präqualifikationsverfahrens unter Begründung gesetzlicher Kooperationspflichten zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Elektrizitätsverteilernetzbetreiber	464
2.	Bevorstehende Innovationen in Bezug auf das Ausschreibungs- und Vergabeverfahren unter Bestätigung der bestehenden Prozesse im Übrigen	466
3.	Fortentwicklung des bestehenden Marktinformationsverfahrens zu einem einheitlichen europäischen Marktinformationsverfahren als Schwerpunkt des Kodifizierungsprozesses	467

C.	Dimensionierung des Bedarfs an Standardregelreserven	470
I.	Dimensionierung des Bedarfs an Primärregelreserve anhand der Anforderungen des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems unter Koordination der ENTSO-E RGCE	471
II.	Dimensionierung des Bedarfs an Sekundärregelreserve und Minutenreserve	473
1.	Überblick über die staatlichen Vorgaben	473
2.	Grundsatz der regelzonenbezogenen Dimensionierung	475
a)	Grundzüge der Dimensionierungsmethodik	475
b)	Bestimmende Einflussfaktoren für die Dimensionierung des Bedarfs an Sekundärregel- und Minutenreserve	476
c)	Zwischenergebnis: Die regelzonenbezogene Dimensionierung als weit überwiegend unternehmensinterner Prozess	480
3.	Berücksichtigung der Auswirkungen des Netzregelverbunds respektive des operativen MRL-Betriebskonzepts auf das Dimensionierungsverfahren	480
III.	Bilanz: Nachvollzogene Selbstregulierung im Rahmen einer weitestgehend anforderungsgerechten Ausgestaltung	482
IV.	Ausblick: Beträchtliche Annäherung der bestehenden Dimensionierungsverfahren infolge des europäischen Kodifizierungsprozesses	483
D.	Finanzielle Abwicklung der konsensual-kurativen Standardinstrumente	485
I.	Vorleistungsvergütung gegenüber dem Vorleistungsanbieter sowie Verteilung der Vorleistungskosten zwischen den Übertragungsnetzbetreibern	486
1.	Bestimmung, Kontrolle und Vergütung der erbrachten Vorleistungen	486
a)	Vergütungsprozess in Bezug auf die vorgehaltene Standardregelleistung	487
b)	Defizite in der Ausgestaltung des Vergütungsprozesses in Bezug auf die abgerufene Standardregelarbeit	488
aa)	Bestimmung der vergütungsrelevanten Sekundärregularbeit	488
bb)	Bestimmung der vergütungsrelevanten Minutenreservearbeit	491
cc)	Überprüfung der erbrachten Primärregularbeit	493
2.	Kostenverteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Solidarisierungskonzepte	494

Inhaltsverzeichnis

3.	Bilanz: Selbstregulative Ausgestaltung mit Ausgestaltungsdefiziten	495
II.	Abrechnung der Vorleistungskosten gegenüber den Netznutzern	496
1.	Überblick über die staatlichen Vorgaben	496
2.	Pauschale Abrechnung der Kosten für vorgehaltene Standardregelleistung sowie eingesetzte Primärregelarbeit über die Netznutzungsentgelte	498
3.	Verursachungsorientierte Abrechnung der Kosten für abgerufene Sekundärregel- und Minutenreservearbeit im Rahmen einer differenziert ausgestalteten Bilanzkreisabrechnung	498
a)	Bilanzkreissalden als verursachungsbezogene Einflussgröße im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung	500
aa)	Ermittlung und Zuordnung sämtlicher Einspeisungen und Entnahmen als Informationsgrundlage zur Bestimmung der Bilanzkreissalden	501
(1)	Ermittlung der physikalischen Einspeisungen und Entnahmen durch die Elektrizitätsnetzbetreiber als ex post-Prozess zur Bestimmung der Basisenergiedaten	502
(2)	Bildung von Bilanzkreissummenzeitreihen zur Weiterleitung an den Bilanzkoordinator	505
(3)	Abstimmung der Bilanzkreissummenzeitreihen zwischen Elektrizitätsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen unter Koordination des Bilanzkoordinators	509
(4)	Konsistenzdefizite zwischen der Festlegung MaBiS und den Vorgaben des EEG in Bezug auf EEG-Einspeisesummenzeitreihen	512
bb)	Bestimmung der Bilanzkreissalden durch den Bilanzkoordinator	516
b)	Kostenzuweisung auf der Grundlage eines regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises	518
aa)	Grundkonzeption des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises	519
bb)	Ergänzung der Grundkonzeption durch die Festlegung reBAP zur Beseitigung von Missbrauchspotenzialen	521

4.	Bilanz: Weitestgehend anforderungsgerechte behördliche Ausgestaltung bei punktuellen Konsistenzdefiziten im Verhältnis zu anderen staatlichen Vorgaben	524
III.	Ausblick: Bestätigung der bestehenden Strukturen durch den künftigen europäischen Regelungsrahmen	526
E.	Selbstregulative Kompensation ungewollten Austauschs zwischen den Regelzonen des kontinentaleuropäischen Synchronverbundsystems	528
I.	Erhebung und Abstimmung der erforderlichen Informationsgrundlage für die Bestimmung des ungewollten Austauschs	531
II.	Bestimmung des ungewollten Austauschs und Kalkulation der Kompensationsprogramme	533
III.	Anmeldung und Abstimmung der Kompensationsprogramme	535
IV.	Bilanz: Anforderungsgerechte Ausgestaltung durch selbstregulative Vorgaben	535
V.	Ausblick: Umstellung der Kompensation ungewollten Austauschs auf einen finanziellen Ausgleich infolge des europäischen Kodifizierungsprozesses	536
Sechstes Kapitel: Vergleichende Analyse in Bezug auf die rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des ergänzenden konsensual-kurativen Instrumentariums		
		537
A.	Das Instrument der kontrahierten abschaltbaren Lasten	538
I.	Überblick über die staatlichen Vorgaben sowie Fokussierung auf das Instrument der kontrahierten abschaltbaren Lasten	538
II.	Operativer Einsatz kontrahierter abschaltbarer Lasten	540
1.	Der Übertragungsnetzbetreiber als Zentralgestalt des Aktivierungsprozesses	541
2.	Umfassende Meldepflichten des Vorleistungsanbieters in Bezug auf dessen technische Verfügbarkeit	542
3.	Zwischenergebnis: Weitestgehende Vergleichbarkeit mit dem operativen Einsatz der Minutenreserve	544
III.	Beschaffung der erforderlichen Abschaltleistung	545
IV.	Dimensionierung des Bedarfs an Abschaltleistung	546
V.	Finanzielle Abwicklung des Instruments der kontrahierten abschaltbaren Lasten	546
1.	Vergütung der erforderlichen Vorleistungen	546

Inhaltsverzeichnis

a)	Vergütung der Vorhaltung und Erbringung von Abschaltleistung gegenüber dem Vorleistungsanbieter	546
b)	Kostenverteilung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern	549
2.	Abrechnung der Vorleistungskosten gegenüber den Netznutzern	550
3.	Zwischenergebnis: Beträchtliche Parallelen zur finanziellen Abwicklung der Sekundärregelung und des Abrufs der Minutenreserve	551
VI.	Bilanz: Weitgehende Vergleichbarkeit mit den rechtlichen Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des Abrufs der Minutenreserve	553
B.	Mobilisierung zusätzlicher Reserven durch das Instrument der kontrahierten Netzreserve	554
I.	Überblick über die staatlichen Vorgaben	555
II.	Operativer Einsatz der kontrahierten Netzreserve	556
III.	Beschaffung der erforderlichen kontrahierten Netzreserve	556
1.	Erste Stufe: Beschaffung vorläufig stillgelegter sowie von einer vorläufigen oder endgültigen Stilllegung bedrohter Erzeugungsanlagen	557
2.	Zweite Stufe: Beschaffung durch die Neuerrichtung von Erzeugungsanlagen	558
IV.	Dimensionierung des Bedarfs an kontrahierter Netzreserve	559
V.	Finanzielle Abwicklung des Instruments der kontrahierten Netzreserve	562
VI.	Bilanz: Zurückhaltende Annäherung an die konsensual-kurativen Standardinstrumente bei weitgehender Ausgestaltungsabstinenz	562
C.	Ausblick auf den europäischen Kodifizierungsprozess	565
I.	Einführung einer regelzonenbezogenen Adäquanalyse als europäisches Pendant zur Systemanalyse im Rahmen des Instruments der kontrahierten Netzreserve	565
II.	Einführung einer frequenzbezogenen Qualitätsanalyse als Indikator für die Leistungsfähigkeit des konsensualen Instrumentariums zur kurativen Frequenzhaltung	567

Siebtens Kapitel: Rechtliche Strukturen des Informationsmanagements im Kontext des quasi-hoheitlichen Instrumentariums zur kurativen Frequenzhaltung	571
A. Netzebenenübergreifende Anpassungen der Wirkleistungspeisungen und -entnahmen gemäß § 13 II EnWG	572
I. Überblick über die staatlichen Vorgaben	572
II. Gewährleistung der frühzeitigen Kenntnis potenzieller frequenzbezogener Systemgefährdungen durch regelzonenbezogene Sicherheitsanalysen sowie den Austausch systemsicherheitsrelevanter Informationen	574
1. Regelzonenbezogene Sicherheitsanalysen auf der Basis des (n-1)-Prinzips	575
a) Bestimmung der zu berücksichtigenden Ausfälle	577
b) Bestimmung des Planzustands	579
2. Die <i>TSO Security Cooperation</i> und das <i>ENTSO-E European Awareness System</i> als eigens eingerichtete Kooperationen zum Austausch systemsicherheitsrelevanter Informationen	580
III. Vornahme von Anpassungen im Sinne des § 13 II EnWG auf der Grundlage einer differenzierten Kaskadenstruktur	583
1. Kommunikationstechnische Grundlagen kaskadierter Anpassungen	585
2. Operative Kaskade zur Realisierung und Beendigung von Anpassungen	585
a) Bestimmung und Aufteilung des Anpassungsbedarfs	586
aa) Koordination des Anpassungsbedarfs auf horizontaler Ebene bei Anpassungen von regelzonenüberschreitender Bedeutung	587
bb) Koordination der Aufteilung des Anpassungsbedarfs auf vertikaler Ebene	588
b) Kommunikationskaskade zur Vornahme des ermittelten Anpassungsbedarfs	590
3. Informatrische Kaskade zur Bestimmung und vertikalen Aufteilung der erforderlichen Anpassungen	592
a) Erforderlicher Informationszugangsumfang in Bezug auf die installierten Erzeugungskapazitäten in den Elektrizitätsverteilernetzen	593
b) Erforderlicher Informationszugangsumfang in Bezug auf die Wirkleistungsnachfrage in den Elektrizitätsverteilernetzen	595

Inhaltsverzeichnis

4. Informatorische Kaskade zur Vorabankündigung von Anpassungen	596
5. Informatorische Kaskade zur Begründung einer Anpassung	599
IV. Bilanz: Weitestgehend selbstregulative und anforderungsgerechte Ausgestaltung	600
V. Ausblick: Einführung einer synchronverbundweiten Kooperation im Kontext frequenzbezogener Systemgefährdungen durch den künftigen europäischen Regelungsrahmen	603
1. Anknüpfung an die bestehenden Verfahren und Kooperationen im Bereich der Identifizierung frequenzbezogener Systemgefährdungen	603
2. Das Konzept einer systemverbundweiten Kooperation auch im Bereich der Vornahme von Anpassungen	608
B. Zusätzliche quasi-hoheitliche Instrumente infolge der gesetzlich lancierten Kooperationsoffensive zwischen Übertragungsnetzbetreiber und den Gasnetzbetreibern	609
I. Überblick über die staatlichen Vorgaben	610
II. Doppelfunktionale Ausweisung systemrelevanter Gaskraftwerke	610
1. Das Verfahren zu Ausweisung systemrelevanter Gaskraftwerke	611
2. Kostenerstattung nach § 13c II 2 EnWG als Abwicklungsaufgabe infolge der Ausweisung systemrelevanter Gaskraftwerke	612
III. Weiterversorgungsanweisungen in Bezug auf systemrelevante Gaskraftwerke	613
IV. Bilanz: Weitgehende Ausgestaltungsdefizite	614
Resümee und Ausblick	616
A. Resümee	616
I. Der Übertragungsnetzbetreiber als staatlicherseits perpetuierte Zentralgestalt des Informationsmanagements im Kontext der Frequenzhaltung mit Ausstrahlungswirkung in den kompetitiven Bereich der Elektrizitätswirtschaft	617
II. Staatliche Ausgestaltung des Informationsmanagements als grundsätzliche Folge der Elektrizitätswirtschaftlichen Liberalisierung	619

III. Teilweise beträchtliche Defizite in der staatlichen Ausgestaltung bei einer überragenden Bedeutung selbstregulativer Alternativinstitutionen	622
B. Ausblick auf den europäischen Kodifizierungsprozess	625
Quellenverzeichnisse	629
A. Wissenschaftliche Literatur	629
B. Rechtsprechung und amtliche Entscheidungen der Bundesnetzagentur	641
C. Materialien der Gesetzgebung	643
D. Technische Regelwerke, Anleitungen und Standardverträge	644
E. Sonstige Dokumente	647