

EVA-MARIA LÄNDNER

# Demand Response

*Energierecht*

---

**Mohr Siebeck**

# ENERGIERECHT

Beiträge zum deutschen, europäischen  
und internationalen Energierecht

Herausgegeben von

Jörg Gundel und Knut Werner Lange

27





Eva-Maria Ländner

# Demand Response

Vertragliche Ausgestaltungsmöglichkeiten und  
regulatorische Hemmnisse der Vermarktung von  
Nachfrageflexibilität

Mohr Siebeck

*Eva-Maria Ländner*, geboren 1991; 2011–16 Studium der Rechtswissenschaft mit fachspezifischer Fremdsprachenausbildung an der Universität Bayreuth; 2016–19 Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Bürgerliches Recht, deutsches und europäisches Handels- und Wirtschaftsrecht der Universität Bayreuth; seit 2019 Rechtsreferendarin am OLG Bamberg.  
orcid.org/0000-0002-9552-6376

ISBN 978-3-16-159153-2 / eISBN 978-3-16-159154-9

DOI 10.1628/978-3-16-159154-9

ISSN 2190-4766 / eISSN 2569-3921 (Energierecht)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliographische Daten sind über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

© 2020 Mohr Siebeck Tübingen. [www.mohrsiebeck.com](http://www.mohrsiebeck.com)

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für die Verbreitung, Vervielfältigung, Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Das Buch wurde von Gulde Druck in Tübingen aus der Times gesetzt, auf alterungsbeständiges Werkdruckpapier gedruckt und von der Buchbinderei Spinner in Ottersweier gebunden.

Printed in Germany.

*Meinen Eltern*



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit wurde im Sommersemester 2019 von der Rechts- und Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Universität Bayreuth als Dissertation angenommen. Sie entstand im Rahmen des „SynErgie“-Projekts, einem der vier vom BMBF geförderten „Kopernikus-Projekten“ zur Energiewende, die technologische und wirtschaftliche Lösungen für den Umbau des Energiesystems entwickeln. Das „SynErgie“-Konsortium erforscht dabei die Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung. Für den großzügigen finanziellen Zuschuss für die Publikation dieser Arbeit möchte ich mich in aller Form bedanken. Rechtsprechung und Schrifttum des Werkes befinden sich auf dem Stand von August 2019.

Mein herzlichster Dank gilt zuvorderst meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Knut Werner Lange, der nicht nur meine Begeisterung für das Energierecht geweckt, sondern die Erstellung dieser Arbeit durch seine ständige Ansprechbarkeit und seine geschätzten Ratschläge bestmöglich betreut hat. Er stand mir wissenschaftlich sowie menschlich während der gesamten Projektarbeit zur Seite, was mich auch in persönlicher Hinsicht sehr bereichert hat. Die Zeit an seinem Lehrstuhl werde ich immer in bester Erinnerung behalten.

Herrn Prof. Dr. Volker Emmerich danke ich für die sehr zügige Zweitkorrektur sowie Herrn Prof. Dr. Jörg Gundel für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes. Für die Aufnahme in die Schriftenreihe „Energierecht“ möchte ich mich bei Letzterem – neben meinem Doktorvater – als deren Mitherausgeber bedanken.

Dank schulde ich außerdem allen „SynErgie“-Projektpartnern aus Wissenschaft und Praxis für die zahlreichen Gespräche, wertvollen Anregungen und praxisorientierten Denkanstöße, die mir nicht nur den Einstieg in das völlig neue Rechtsgebiet erleichtert, sondern auch maßgeblich zum Gedeihen dieser Arbeit beigetragen haben. Insbesondere sei in diesem Zusammenhang auch meinen lieben Kollegen vom Kernkompetenzzentrum Finanz- und Informationsmanagement sowie der Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT herzlich für die hervorragende Zusammenarbeit während der gesamten Projektdauer, die Hilfe bei der Projektorganisation und den ständigen interdisziplinären, wissenschaftlichen Austausch gedankt.



Dem gesamten Lehrstuhlteam möchte ich für die freundschaftliche Arbeitsatmosphäre danken. Insbesondere danke ich Frau Sabine Dunfee, Frau Kim Hirschmüller und Herrn Dr. Rouven Eichten für die wunderbare gemeinsame Zeit, die offenen Ohren, die legendären Mittagspausen sowie dafür, dass wir freundschaftlich verbunden bleiben. Zudem bin ich Herrn Nicolas Kretschmann als meinem „Kopernikus-Hiwi“ für sein unermüdliches Engagement und seine großartige Unterstützung bei Recherchearbeiten zu großem Dank verpflichtet. Ihm und Frau Hannah Weber danke ich außerdem für die sorgfältige Korrektur meiner Arbeit.

Meinen Freundinnen und Freunden bin ich für die notwendige außerjuristische Ablenkung, die unermüdliche Motivation sowie den Rückhalt in schwierigen Zeiten sehr dankbar.

Schließlich möchte ich meinen Eltern für die bedingungslose sowie uneingeschränkte Unterstützung und Förderung zeitlebens, vor allem aber während meines Studiums, von ganzem Herzen danken, ohne die ich niemals so weit gekommen wäre.

Bayreuth, im Januar 2020

*Eva-Maria Ländner*

# Inhaltsverzeichnis

Vorwort . . . . .	VII
Abkürzungsverzeichnis . . . . .	XV
<i>Einleitung</i> . . . . .	1
A. Der Wandel des Energiesystems und die Herausforderungen der Energiewende . . . . .	1
B. Erforderlicher Netzausbau . . . . .	3
C. Back-up Kraftwerke . . . . .	4
D. Speicher . . . . .	7
E. Nachfrageflexibilität . . . . .	8
F. Forschungsfrage und Gang der Darstellung . . . . .	11
<i>1. Kapitel: Einsatzmöglichkeiten flexibler Lasten durch den Übertragungsnetzbetreiber und Vermarktungsmöglichkeiten flexibler Lasten</i> . . . . .	15
A. Einsatzmöglichkeiten flexibler Lasten durch den Übertragungsnetzbetreiber . . . . .	15
I. Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber . . . . .	15
II. Engpassmanagement . . . . .	18
III. Bilanzkreismanagement . . . . .	19
1. Errichtung eines Bilanzkreises . . . . .	19
2. Bilanzausgleich . . . . .	21
B. Vermarktungsmöglichkeiten flexibler Lasten . . . . .	24
I. Vermarktung flexibler Lasten auf dem Spotmarkt: Day-Ahead und Intraday . . . . .	24
II. Wirtschaftliche Betrachtung . . . . .	27

III. Vermarktung flexibler Lasten auf dem Regelenergiemarkt . . . . .	31
1. Definition Regelenergie . . . . .	31
2. Verfahren am Regelenergiemarkt . . . . .	34
a) Ausschreibungsverfahren . . . . .	34
b) Präqualifikationsverfahren . . . . .	36
3. Rahmenvereinbarung und Einhaltung von Mindestgrößen . . . . .	38
4. Abrechnung und Vergütung von Regelenergie . . . . .	42
IV. Wirtschaftliche Betrachtung . . . . .	45
V. Zwischenergebnis . . . . .	48
VI. Vermarktung flexibler Lasten am Markt für abschaltbare und zuschaltbare Lasten . . . . .	50
1. Abschaltbare Lasten . . . . .	50
a) Definition . . . . .	50
b) Ausschreibungsverfahren . . . . .	52
c) Präqualifikationsverfahren und Rahmenvereinbarung . . . . .	53
d) Rahmenvereinbarung und Abgabe von Angeboten . . . . .	55
e) Kontrahierungspflicht . . . . .	57
f) Wirtschaftliche Betrachtung . . . . .	58
2. Zuschaltbare Lasten . . . . .	60
C. Ergebnis . . . . .	62
<i>2. Kapitel: Die vertragliche Ausgestaltung von Demand Response in Stromlieferverträgen zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgern . . . . .</i>	
	65
A. Stromlieferung zwischen Industrieunternehmen und Energieversorgern . . . . .	65
I. Strombezug am Spotmarkt . . . . .	65
II. Strombezug über Over-the-Counter-Geschäfte . . . . .	65
III. Strombezug am Terminmarkt . . . . .	66
IV. Stromlieferverträge . . . . .	67
1. Rechtsnatur und Abgrenzung . . . . .	67
2. Arten der Stromlieferung . . . . .	71
a) Vollversorgungsvertrag und „All-inclusive“-Vertrag . . . . .	73
b) Band- und Programmlieferung . . . . .	78
c) Reserve- und Zusatzversorgungsverträge . . . . .	79
V. Tarifmodelle flexiblen Strombezugs in Stromlieferverträgen . . . . .	81
1. Gesetzliche Regelungen und Hemmnisse . . . . .	81
2. Anreizbasierte Tarife . . . . .	87

3. Preisbasierte Tarife . . . . .	88
VI. Zwischenergebnis . . . . .	90
B. Juristische Grenzen der Ausgestaltung flexibler Stromlieferverträge . . . . .	92
I. Einordnung der Preisgestaltung . . . . .	92
1. Preisabrede vs. Preisnebenabrede . . . . .	95
2. Kriterien für das Transparenzgebot . . . . .	98
II. Absatz- und Bezugsbindungen . . . . .	99
III. Zwischenergebnis . . . . .	101
C. Haftung . . . . .	103
I. Haftung des Stromlieferanten bzw. des Netzbetreibers . . . . .	103
1. Vertragliche Haftung . . . . .	103
2. Gefährdungshaftung . . . . .	107
3. Deliktische Haftung . . . . .	108
4. Haftungsbegrenzung . . . . .	111
II. Haftung des Letztverbrauchers . . . . .	113
III. Zukünftige Haftungsfragen . . . . .	113
D. Ergebnis . . . . .	114
<i>3. Kapitel: Regulatorische Hemmnisse der Vermarktung flexibler Lasten bzw. der Vereinbarung flexibler Stromlieferverträge . . . . .</i>	117
A. Individuelle Netzentgelte: § 19 Abs. 2 StromNEV . . . . .	117
I. Normzweck des § 19 Abs. 2 S. 1, 2 StromNEV . . . . .	117
II. Zusammensetzung und Ermittlung der Netzentgelte . . . . .	119
1. Zusammensetzung der Netzentgelte . . . . .	119
2. Ermittlung der Netzentgelte . . . . .	121
a) Kostenartenrechnung . . . . .	121
b) Kostenstellenrechnung . . . . .	122
c) Kostenträgerrechnung . . . . .	122
III. Sonderformen der Netznutzung . . . . .	124
1. Tatbestand des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV . . . . .	126
2. Tatbestand des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV . . . . .	128
3. Hintergrund des § 19 Abs. 2 S. 1, 2 StromNEV und § 19 StromNEV-Umlage . . . . .	130
a) Entstehungsgeschichtlicher Hintergrund . . . . .	130
b) § 19 StromNEV-Umlage . . . . .	132
c) § 19 StromNEV-Umlage und geschlossene Verteilernetze . . . . .	134

IV. Festlegung der BNetzA betreffend Sonderformen der Netznutzung . . . . .	136
1. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV . . . . .	136
2. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV . . . . .	137
3. Folgen für Unternehmen, die ihr Verbrauchsverhalten flexibilisieren . . . . .	137
V. Zwischenergebnis . . . . .	140
VI. Lösungsansätze . . . . .	141
1. Änderung der Festlegung der BNetzA bzgl. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV und des Abrufs negativer sowie positiver Regelenergie . . . . .	141
a) Systematischer Vergleich mit § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	141
b) Sinn und Zweck der Normen als Gegenargument? . . . . .	143
c) Notwendigkeit des Einklangs von Netz- und Systemstabilität . . . . .	144
2. Änderung des Wortlauts von § 19 Abs. 2 StromNEV . . . . .	148
a) Änderung der intensiven Netznutzung gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV . . . . .	148
b) Änderung der Sonderformen der Netznutzung . . . . .	149
3. Grenzen der Veränderung der Festlegung der BNetzA bzw. der Veränderung des Wortlauts . . . . .	151
a) Kostenverursachungsprinzip gem. § 21 Abs. 1 EnWG; § 16 Abs. 1 S. 1 StromNEV . . . . .	151
b) Verfassungsrecht . . . . .	153
aa) Verletzung der Art. 14 Abs. 1, 12 Abs. 1, 2 Abs. 1 GG	155
bb) Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 Abs. 1 GG . . . . .	156
c) Europarechtliche Grenzen: Art. 107 Abs. 1 AEUV . . . . .	159
aa) Selektiver Vorteil . . . . .	160
bb) Staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen . . . . .	161
cc) Übertragbarkeit des EuGH Urteils zum EEG 2012? . . . . .	163
VII. Zwischenergebnis . . . . .	164
B. Begrenzung der EEG-Umlage gem. § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 . . . . .	166
I. Normzweck und die Bedeutung der EEG-Umlage . . . . .	166
II. Tatbestandsvoraussetzungen des § 64 Abs. 1 EEG 2017 . . . . .	168
1. Strommenge und Stromkostenintensität . . . . .	170
2. Zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem . . . . .	171
3. Höhe der Begrenzung und Rechtsfolge . . . . .	174

III. Folgen für Unternehmen, die ihr Verbrauchsverhalten flexibilisieren . . . . .	175
IV. Zwischenergebnis . . . . .	176
V. Lösungsansätze . . . . .	177
1. Änderung der Vorgaben der DIN EN ISO 50001 . . . . .	177
2. Änderung des Wortlauts von § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 . . . . .	179
VI. Grenzen der Änderung des Wortlauts . . . . .	182
1. Europäische Energieeffizienzvorgaben und deren Umsetzung in nationales Recht . . . . .	182
2. Verfassungsrechtliche Grenzen . . . . .	184
a) Verletzung der Art. 14 Abs. 1, 12 Abs. 1, 2 Abs. 1 GG . . . . .	184
b) Allgemeiner Gleichheitssatz, Art. 3 Abs. 1 GG . . . . .	185
c) Grundsatz der Belastungsgleichheit, Art. 3 Abs. 1 GG . . . . .	189
3. Europarechtliche Grenzen . . . . .	192
a) Das EEG im Lichte der beihilferechtlichen Diskussion . . . . .	192
b) Einfluss der Änderungen auf die beihilferechtliche Würdigung? . . . . .	193
c) Andere Beurteilung durch das EuGH Urteil zum EEG 2012? . . . . .	194
VII. Zusammenfassung und Ausblick . . . . .	198
C. Ergebnis . . . . .	199
<i>4. Kapitel: Vermarktung von Demand Response auf Verteilernetzebene . . . . .</i>	<i>203</i>
A. Bedeutung des Verteilernetzes für das Energiesystem . . . . .	203
B. Derzeitiger regulatorischer Rahmen für einen Einsatz flexibler Lasten im Verteilernetz . . . . .	205
I. §§ 14 Abs. 1 S. 1, 13 EnWG . . . . .	205
II. § 14 Abs. 2 S. 1 EnWG . . . . .	208
III. § 14a S. 1 EnWG: Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung . . . . .	209
1. Systematische Einordnung . . . . .	209
2. Tatbestandsvoraussetzungen . . . . .	210
a) Steuerbare Verbrauchseinrichtung . . . . .	210
b) Anschluss im Bereich der Niederspannung . . . . .	211
3. Zusammenspiel der § 14a EnWG, §§ 21 ff. MsbG und § 40 Abs. 5 EnWG . . . . .	213

4. Lastmanagementverordnung . . . . .	216
IV. Zwischenergebnis . . . . .	220
C. Regulatorische Hemmnisse bei der Vermarktung von Nachfrageflexibilität im Verteilernetz . . . . .	221
I. Zielkonflikt zwischen der ARegV und der Nutzung von Demand Response . . . . .	221
II. Derzeitige Ausgestaltung der Marktrollen . . . . .	224
III. Entflechtungsvorgaben als Hemmnis für die Vermarktung flexibler Lasten im Verteilernetz . . . . .	227
1. Einsatz von Nachfrageflexibilität als Einfluss auf Erzeugung oder Vertrieb? . . . . .	229
2. Einsatz von Nachfrageflexibilität als Versorgungstätigkeit? . . .	230
3. Einsatz von Nachfrageflexibilität und informationelle Entflechtung . . . . .	230
D. Ergebnis . . . . .	233
<i>Zusammenfassung</i> . . . . .	237
Literaturverzeichnis . . . . .	241
Sachregister . . . . .	263

## Abkürzungsverzeichnis

Hinsichtlich der allgemein gebräuchlichen juristischen Abkürzungen wird verwiesen auf *Kirchner, Hildebert*: Abkürzungsverzeichnis der Rechtssprache, 9. Auflage, Berlin 2018.

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV) vom 16.08.2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves (automatische Frequenzwiederherstellungsreserven)
ARE	Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungsunternehmen
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 13.06.2019 (BGBl. I S. 786) geändert worden ist
AVBEltV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden (AVBEltV) vom 21.06.1979 (BGBl. I S. 684), die zuletzt durch Art. 4 Satz 2 der Verordnung zum Erlass von Regelungen des Netzanschlusses von Letztverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist
BBH	Becker Büttner Held (Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGMBB)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V.
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
BörsG	Börsengesetz (BörsG) vom 16.07.2007 (BGBl. I S. 1330, 1351), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 23.06.2017 (BGBl. I S. 1693) geändert worden ist
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVVO	Beihilfeverfahrensordnung (BVVO), Verordnung (EG) Nr. 659/1999 des Rates vom 22.03.1999 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 93 des EG-Vertrags, Abl. L 83/1
CuR	Contracting und Recht



DEA-Methode	Data Envelopment Analysis-Methode (Verfahren zur Effizienzmessung)
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DIN EN 16247-1:2012-10	Energieaudits – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 16247-1:2012
DIN EN ISO 50001:2011-12	Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur An- wendung (ISO 50001:2011); Deutsche Fassung EN ISO 50001:2011
DIN EN ISO 50001:2018-12	Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur An- wendung (ISO 50001:2018); Deutsche Fassung EN ISO 50001:2018
DIN EN 50160:2011-02	Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnet- zen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.: 2010
DSM	Demand Side Management
E&M	Energie und Management
EE	Erneuerbare Energien
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienz- maßnahmen (EDL-G) vom 04.11.2010 (BGBl. I S. 1483), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 8 des Gesetzes vom 17.02.2016 (BGBl. I S. 203) geändert worden ist
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien- Gesetz – EEG 2009) vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 23 Satz 2 vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist
EEG 2012	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien- Gesetz – EEG 2012) vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1634), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist
EEG 2014	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien- Gesetz – EEG 2014) vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13.10.2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist, wird seit 01.01.2017 unter dem Titel „EEG 2017“ geführt
EEG 2017	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien- Gesetz – EEG 2017) vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
EEX	European Energy Exchange (Marktplatz für Energie und energienahe Produkte)
EFET	European Federation of Energy Traders
Elt-RL 2009	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Abl. L 211/91
Elt-RL 2019	Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Abl. L 158/125

Elt-VO	Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung: Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Abl. L 158/54
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
emw	Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb
EN	Europäische Norm
EnCT	Forschungsgruppe energy & communication technologies
EnEff-RL 2012	Energieeffizienz-Richtlinie 2012: Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.12.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, Abl. L 315/1
EnEff-RL 2018	Energieeffizienz-Richtlinie 2018: Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, Abl. L 328/210
EnSaG	Energiesammelgesetz (EnSaG): Gesetz zur Änderung des EEG, des KWKG, des EnWG und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17.12.2018 (BGBl. I S. 2549)
EnWG 2008	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970 S. 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29.08.2008 (BGBl. I S. 1970) geändert worden ist
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970 S. 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
EnWZ	Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft
EPEX Spot	European Power Exchange (Börse für kurzfristigen Stromhandel)
ER	EnergieRecht – Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis
et	Energiewirtschaftliche Tagesfragen
EuZW	Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
Ew	Magazin für die Energiewirtschaft
EWeRK	Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft
EWS	Europäisches Wirtschafts- und Steuerrecht
FCR	Frequency Containment Reserves (Frequenzhaltungsreserven)
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Fraunhofer ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
GasGVV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Gas aus dem Niederdrucknetz (Gasgrundversorgungsverordnung – GasGVV) vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391, 2396), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist
GRUR Int.	Gewerblicher Rechtsschutz und Urheberrecht, Internationaler Teil

## XVIII

*Abkürzungsverzeichnis*

HEL	Heizöl extra leicht (Standard Heizöl)
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IR	InfrastrukturRecht
ISO	International Organization for Standardization (Internationale Organisation für Normung)
KAV	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV) vom 09.01.1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde/n
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG 2002	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 3 des Gesetzes vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
MaBis	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves (Manuelle Frequenzwiederherstellungsreserven)
MRL	Minutenreserve
MsbG	Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde/n
N&R	Netzwirtschaften und Recht
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14.03.2019 (BGBl. I S. 333) geändert worden ist
NDAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung – NDAV) vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477, 2485), die durch Artikel 8 des Gesetzes vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist

NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NEMoG	Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz) vom 17.07.2017 (BGBl. I S. 2503)
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
Offis	Institut für Informatik Oldenburg
OTC	Over-the-Counter (Markt)
PDCA-Zyklus	Plan-Do-Check-Act-Zyklus
PrKlIG	Gesetz über das Verbot der Verwendung von Preisklauseln bei der Bestimmung von Geldschulden (Preisklauselgesetz) vom 07.09.2007 (BGBl. I S. 2246, 2247), das zuletzt durch Artikel 8 Absatz 8 des Gesetzes vom 29.07.2009 (BGBl. I S. 2355) geändert worden ist
RdE	Recht der Energiewirtschaft
REE	Recht der Erneuerbaren Energien
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standard-Last-Profil
SpaEfV	Verordnung über Systeme zur Verbesserung der Energieeffizienz im Zusammenhang mit der Entlastung von der Energie- und der Stromsteuer in Sonderfällen (Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung – SpaEfV) vom 31.12.2013 (BGBl. I S. 2858), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 31.10.2014 (BGBl. I S. 1656) geändert worden ist
SRL	Sekundärregelreserve/Sekundärregelleistung
StrEG	Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 07.12.1990 (BGBl. I S. 2633)
StromGVV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV) vom 26.10.2006 (BGBl. I S. 2391), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzumlage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht vom 14.03.2019 (BGBl. I S. 333) geändert worden ist
Strommarktgesetz	Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26.07.2016 (BGBl. I S. 1786)
StromNEV 2005	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225)
StromNEV 2009	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNEV) vom 21.08.2009 (BGBl. I S. 2870)
StromNEV 2011	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNEV) vom 26.07.2011 (BGBl. I S. 1554)

StromNEV 2013	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNEV) vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250)
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
TWh	Terrawattstunde/n
UEBLL	Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 (2014/C 200/01) vom 28.06.2014, ABl. Nr. C 200 S. 1, Celex-Nr. 5 2014 XC 0628(01)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
WiVerw	Wirtschaft und Verwaltung
WuM	Wohnungswirtschaft und Mietrecht
WuW	Wirtschaft und Wettbewerb
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZIP	Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht
ZWF	Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb

# Einleitung

## A. Der Wandel des Energiesystems und die Herausforderungen der Energiewende

Das deutsche Energiesystem unterliegt seit einigen Jahren einem Wandel; die Politik hat sich im Jahr 2011 nach der Nuklearkatastrophe im japanischen Fukushima für die sog. Energiewende entschieden.<sup>1</sup> Während sich der Strombedarf früher an der Stromnachfrage orientierte und durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt wurde, indem dort neue Kraftwerke gebaut wurden, wo eine erhöhte Nachfrage nach Strom bestand, fordern die politischen Ziele der Energiewende sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene einen vollständigen Umbau des Energiesystems; der Strom soll zunehmend aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt werden. Angesichts des geplanten Ausstiegs Deutschlands aus der Kernenergie bis 2022 sowie aus der Kohleversorgung bis 2038, der Verknappung fossiler Energieträger und der Einhaltung international gesetzter Klimaschutzziele soll der Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 bundesweit rund 80% des Bruttostrombedarfs abdecken.<sup>2</sup> Derzeit besteht ihr Anteil am Bruttostromverbrauch zu 38% aus regenerativen Energien; bis zum Jahr 2030 soll er auf 65% steigen.<sup>3</sup> Den Kompass für das neue Energiesystem bilden auf nationaler Ebene die von Bundestag und Bundesrat am 08.07.2016 beschlossenen drei Gesetze: das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes,<sup>4</sup> das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende<sup>5</sup> und das neue EEG 2017.<sup>6</sup> Darauf aufbauend wurde jüngst das sog. Energiesammelgesetz<sup>7</sup> verabschiedet, welches die beste-

---

<sup>1</sup> Vgl. hierzu BT-Drs. 17/6264; *Krönke*, EnWZ 2018, 59, 60; *Neubarth*, et 2011 (8), 8.

<sup>2</sup> *Reinhardt/Graßl*, Energieflexible Fabriken, Maßnahmen zur Steuerung des Energiebedarfs von Fabriken, S. 1; *Weidenfeld*, et 2018 (4), 6.

<sup>3</sup> *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, Abschlussbericht, 2019, S. 27.

<sup>4</sup> Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26.07.2016, BGBl. I S. 1786.

<sup>5</sup> Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 29.08.2016, BGBl. I S. 2034.

<sup>6</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

<sup>7</sup> Energiesammelgesetz (EnSaG): Gesetz zur Änderung des EEG, des KWKG, des EnWG und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17.12.2018, BGBl. I S. 2549.

henden Vorgaben der zentralen Gesetzespakete weiterentwickelt. Doch auch auf europäischer Ebene wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in den Fokus gestellt. Das am 30.11.2016 veröffentlichte Winterpaket der EU, dessen letzte Rechtsakte am 22.05.2019 vom Rat der Europäischen Union verabschiedet wurden, geben die diesbezüglichen europäischen Zielvorgaben vor, die darin bestehen, der Europäischen Union die weltweite Führungsrolle im Bereich der erneuerbaren Energien zu sichern und die Verbraucher in den Mittelpunkt der Energiewende zu stellen.<sup>8</sup> Außerdem stehen die verabschiedeten Rechtsakte teilweise unter dem Leitspruch „Efficiency First“.<sup>9</sup> Dieser grundlegende Wandel der Stromerzeugung birgt neue Herausforderungen für das gesamte Energiesystem, denn grds. muss im Stromsystem ein stetiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage herrschen.<sup>10</sup> Konventionelle Kraftwerke leisteten hierfür in der Vergangenheit einen flächendeckenden, zuverlässigen Beitrag und konnten den nationalen Strombedarf in größten Teilen weitestgehend abdecken. Gleichwohl ergaben bzw. ergeben sich im Stromsystem erhebliche Schwankungen – sowohl auf Nachfrage- als auch auf Erzeugerseite. So ist die Stromnachfrage etwa tagsüber grds. größer als nachts und am Wochenende geringer als an Werktagen. Auf Erzeugerseite sind bspw. Ausfälle konventioneller Kraftwerke verantwortlich für Schwankungen in der Stromerzeugung.<sup>11</sup> Die notwendige Integration der erneuerbaren Energien in das bestehende Elektrizitätsversorgungsnetz im Rahmen der Energiewende führt jedoch zu einem zusätzlichen Anstieg kritischer Netzzustände.<sup>12</sup> Denn die regenerative Stromerzeugung in Deutschland basiert insbesondere auf der Nutzung von Windenergie und Solarstrahlung, unterliegt damit der starken Abhängigkeit von Wind- und Wetterlage sowie Tages- und Jahreszeiten und kann nicht nachfrageorientiert erfolgen. In der Konsequenz wird die gesamte Stromerzeugung volatiler, insbesondere auch weil der Strom aus erneuerbaren Energien gem. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 vorrangig abzunehmen ist.<sup>13</sup> Hinzu kommt, dass der Strom aus regenerativen Energiequellen hauptsächlich in verbrauchsschwachen Regionen im Norden und Osten Deutschlands gewonnen wird und in die verbrauchsstarken Regionen im Westen und Süden transportiert werden muss. Hierfür ist das deutsche Stromnetz aller-

---

<sup>8</sup> Einen Überblick zu den Legislativakten und deren Eckpfeilern geben *Meyer/Sène*, RdE 2019, 278.

<sup>9</sup> Vgl. hierzu etwa Erwägungsgrund 3 u. Art. 1 der Energieeffizienz-Richtlinie 2018: Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, Abl. L 328/210.

<sup>10</sup> *Müsgens*, EnWZ 2017, 243.

<sup>11</sup> *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 39; *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 31.

<sup>12</sup> *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 1.

<sup>13</sup> *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 31.

dings derzeit nicht ausgerichtet. Deshalb drohen in verbrauchsarmen Regionen in sonnigen, windstarken Zeiten vermehrt Netzüberlastungen.<sup>14</sup> Die bestehende Netzinfrastruktur führt deshalb zu Herausforderungen für die Versorgungssicherheit, weil die Orte der Erzeugung und des Verbrauchs häufig weit auseinander liegen.<sup>15</sup> Da der grundsätzliche Trend des Abbaus von Kohlekapazitäten und Kernenergie in Europa hin zu einem starken Zuwachs von erneuerbaren Energien geht, wird sich Deutschland außerdem mittel- bis langfristig nur bedingt auf Stromlieferungen aus dem Ausland verlassen können.<sup>16</sup> Folglich müssen Maßnahmen ergriffen werden, um die Versorgungssicherheit trotz dieser Schwachstellen, die mit der volatilen Stromerzeugung einhergehen, gewährleisten zu können. Dafür sind die vier Elemente des zügigen und umfangreichen Netzausbaus, ausreichender Back-Up Kraftwerksleistung, des Einsatzes von Speichereinrichtungen sowie eine flexible Stromnachfrage unabdingbar.<sup>17</sup>

## B. Erforderlicher Netzausbau

Der erforderliche Netzausbau vollzieht sich in Deutschland jedoch trotz des im Jahr 2011 eingeführten beschleunigten Verfahrens<sup>18</sup> nicht in der für den Transformationsprozess notwendigen Geschwindigkeit. Die Genehmigungsverfahren sind aufwendig und langwierig, auch weil sie von ökologischen, technischen, finanziellen, sozialen und gesetzlichen Faktoren abhängen und die verschiedensten Interessen in Einklang gebracht werden müssen.<sup>19</sup> Der Netzausbaubedarf wird im Rahmen des jeweiligen Netzentwicklungsplans prognostiziert. Letzterer basiert auf einem von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeiteten Szenarioahmen, der alle zwei Jahre erstellt wird, § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG. Dem Netzentwicklungsplan des Jahres 2017 liegt ein Anteil von 52,5% (Szenario B 2030) erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zugrunde. Hierfür wäre eine Gesamtlänge von 7.700 km notwendig, realisiert wurden bis Ende 2018 aller-

---

<sup>14</sup> BT-Drs. 16/8148, S. 46 Zu § 11 (Einspeisemanagement); *Altrock/Vollprecht*, ZNER 2011, 231, 232; vgl. *Gerecht/Wälter*, et 2017 (5), 46; *Haucap et al.*, et 2019 (1/2), 80.

<sup>15</sup> *Gersdorf*, et 2018 (4), 49.

<sup>16</sup> *Nickel*, et 2018 (10), 14, 15; hierzu auch Erwägungsgrund 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Abl. L 328/82.

<sup>17</sup> *Ländner et al.*, Energy Policy 2019 (129), 1100; ferner *Graichen*, et 2018 (4), 12.

<sup>18</sup> Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28.07.2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist; jüngst wurde ein Gesetzesentwurf zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus von der Bundesregierung vorgelegt, BT-Drs. 19/7375.

<sup>19</sup> *Grassi/Bieri*, et 2018 (12), 64.



dings nur 950 km. Es sind noch 5.900 km zu genehmigen und 6.750 km umzusetzen, was ca. 88 % entspricht.<sup>20</sup> Das für das Szenario B 2030 geschätzte Investitionsvolumen beträgt ca. 52 Mrd. €. <sup>21</sup> Bis die Netzinfrastruktur die zuvor ermittelte Netzsituation abbildet, hat sich jedoch die Netzsituation unter Umständen bereits verändert. Jedenfalls sind häufig auftretende Netzengpässe zu erwarten, die von den Übertragungsnetzbetreibern aufgelöst werden müssen. Das Problem des schleppend vorangehenden Netzausbaus<sup>22</sup> stellt sich nicht nur auf Übertragungsebene, sondern auch in den lokalen Verteilernetzen.<sup>23</sup> Da rund 98 % aller EE-Anlagen im Verteilernetz angeschlossen sind, wird sich mit einer Steigerung der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auch die Funktion der Verteilernetze ändern. Denn der Stromfluss erfolgt nicht mehr ausschließlich von der Übertragungsebene hin zu den kleinsten lokalen Verteilernetzen, sondern er wird sich zukünftig teilweise umkehren. Dementsprechend wird ein Netzausbaubedarf auf Ebene der Verteilernetze in Höhe von 23 Mrd. € bis 49 Mrd. € bis zum Jahr 2032 prognostiziert.<sup>24</sup> Daneben fordert die Digitalisierung des Energiesystems eine intelligente Netzstruktur, die es rasch zu etablieren gilt.

### C. Back-up Kraftwerke

Eine zunehmend aus erneuerbaren Energien gewonnene Stromversorgung erfordert jedoch nicht nur einen bundesweiten Netzausbau, sondern auch einen gewissen Anteil an sicherer Grundversorgung, die durch (konventionelle) Back-Up Kraftwerke geleistet werden muss.<sup>25</sup> Grds. wird in einem liberalisierten Energiemarkt Strom allerdings nur von denjenigen Kraftwerken angeboten, bei denen der Marktpreis die variablen Stromgestehungskosten deckt. Diese variablen Kosten – oder auch Grenzkosten – beinhalten im Gegensatz zu fixen Kosten der Stromerzeugung, die etwa für das Personal, den Bau, die Instandhaltung oder das Kapital anfallen, solche Kosten, die für die Beschaffung des eingesetzten Primärenergieträgers und der CO<sub>2</sub>-Zertifikate notwendig sind.<sup>26</sup> Der Marktpreis, der

<sup>20</sup> Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht, 2019, S. 21.

<sup>21</sup> 50hertz et al., Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Erster Entwurf, S. 144.

<sup>22</sup> Hierzu etwa Eisenring, NZZ vom 13.01.2019, wonach von den geplanten 7.670 km Netzleitungen erst 950 km in Betrieb seien.

<sup>23</sup> Ecofys/Fraunhofer IWES, Smart-Market-Design in deutschen Verteilernetzen, S. 36; Weidenfeld, et 2018 (4), 6.

<sup>24</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 77, 2017, S. 93 Rn. 216; vgl. auch E-Bridge/IAEW/Offis, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), S. 48.

<sup>25</sup> Ländner et al., Energy Policy 2019 (129), 1100, 1101.

<sup>26</sup> Monopolkommission, Sondergutachten 49, 2007, S. 32 Rn. 70; Tschida, Die Systemver-

sich am Day-ahead-Markt bildet, bestimmt sich nach den höchsten Grenzkosten eines Kraftwerks, welches zur Befriedigung der Stromnachfrage benötigt wird. Das Kraftwerk mit den geringsten Erzeugungskosten wird zuerst eingesetzt, was als Merit-Order-Prinzip bezeichnet wird.<sup>27</sup> Da der Marktpreis die Fixkosten nicht abdeckt, können Kraftwerke nur dann rentabel betrieben werden, wenn es in Zeiten hoher Stromnachfrage ausreichend Preisspitzen<sup>28</sup> gibt, in denen der Marktpreis die Grenzkosten der Kraftwerke übersteigt.<sup>29</sup> Die Förderung und der Ausbau erneuerbarer Energien bringen jedoch eine Veränderung für dieses Merit-Order-Prinzip mit sich; aufgrund des Einspeisevorrangs gem. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 fließt der geförderte Strom vollumfänglich in das Netz und verringert die Nachfrage nach konventionellen Kraftwerken. Denn nach dem Vorrangprinzip muss der Strom aus erneuerbaren Energien zeitlich und sachlich vor konventionell erzeugtem Strom abgenommen, übertragen und verteilt werden, wenn im Einzelfall Netzengpässe entstehen.<sup>30</sup> Da die Grenzkosten der erneuerbaren Energien sehr gering sind, werden die teuersten konventionellen Kraftwerke, die in der Regel flexibel einsetzbar sind (Gaskraftwerke), aus der Merit-Order verdrängt.<sup>31</sup> Darüber hinaus bleiben zwar preisgünstige Grund- und Mittellastkraftwerke am Netz, teure Spitzenlastkraftwerke werden aber immer seltener eingesetzt. Für den Marktpreis sind dann Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten maßgeblich. Vor diesem Hintergrund wird den erneuerbaren Energien ein den durchschnittlichen Großhandelspreis für Strom dämpfender Effekt zugeschrieben (sog. Merit-Order-Effekt);<sup>32</sup> für alle Marktteilnehmer stellt sich ein niedrigerer Strompreis ein, als dies ohne Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien der Fall wäre.<sup>33</sup> Außerdem lassen sich nur in wenigen Fällen Deckungs-

---

antwortung der Netzbetreiber, S. 34; ferner *Monopolkommission*, Sondergutachten 59, 2011, S. 58 Rn. 79 u. S. 219 Rn. 499.

<sup>27</sup> *Rostankowski*, ZNER 2010, 125, 127; *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 34 f.

<sup>28</sup> Der Marktpreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage, *Rostankowski*, ZNER 2010, 125, 127.

<sup>29</sup> *Monopolkommission*, Sondergutachten, 59, 2011, S. 219 Rn. 449; ferner *Ländner et al.*, Energy Policy 2019 (129), 1100, 1102 f.; *Wieckowski*, EuZW 2015, 859, 860.

<sup>30</sup> *Altrock/Herrmann*, ZNER 2010, 350, 351.

<sup>31</sup> *Krönke*, EnWZ 2018, 59, 60; *Rostankowski*, ZNER 2010, 125, 128.

<sup>32</sup> *Neubarth*, et 2011 (8), 8, 9; *Oschmann*, ZNER 2010, 117, 119 f.; *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 36.

<sup>33</sup> *Rostankowski*, ZNER 2010, 125, 128; seit 2011 ist der Strompreis an der Strombörse zwar kontinuierlich gesunken, *Krönke*, EnWZ 2018, 59, 60; seit dem Jahr 2016 lässt sich jedoch ein kontinuierlicher Anstieg des Großhandelspreises beobachten: Während der Strompreis im September 2017 bei 36 €/MWh lag, wurde für September 2018 ein durchschnittlicher Strompreis von 56 €/MWh aufgezeichnet, *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, Abschlussbericht, 2019, S. 34.

beiträge erwirtschaften, die den Bau neuer Kraftwerke ermöglichen; die konventionellen Kraftwerke kommen in der Merit-Order immer seltener zum Einsatz, da die Grenzkosten der erneuerbaren Energien durch die Marktprämie abgedeckt werden.<sup>34</sup> Steht eine hohe Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen einem geringen Verbrauch gegenüber, lässt sich deshalb immer häufiger das Phänomen der Entstehung negativer Börsenpreise beobachten; der Stromanbieter bezahlt den Stromabnehmer für den Verbrauch des angebotenen Stroms.<sup>35</sup> Denn der Marktpreis für Strom wirkt sich aufgrund des Einspeisevorrangs und fester Vergütungssätze nicht auf die Fahrweise von EE-Anlagen aus. Konventionelle Kraftwerke, deren variable Kosten höher als der aktuelle Marktpreis sind, müssten nach dem Merit-Order-Prinzip zwar vom Netz genommen werden; das Stromsystem erfordert jedoch eine Mindestleistung konventioneller Kraftwerke, um im Fall von Netzengpässen Regelleistung zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz bereitstellen zu können.<sup>36</sup>

Konventionelle Kraftwerke müssten ihre Stromproduktion aufgrund des Einspeisevorrangs für EEG- und KWK-Strom sowie der mangelnden Möglichkeit Strom in größeren Mengen zu speichern an die geringere und volatilere Stromnachfrage anpassen, die nicht durch regenerative Stromquellen befriedigt wird.<sup>37</sup> Gleichwohl wird der Großteil des erzeugten Stroms durch schwer regelbare Kraftwerke bereitgestellt, die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht aufgrund der Mindeststillstandzeiten, der Anfahrtdauer, der vorgegebenen Mindestbetriebszeit und dem Teillast- und Lastwechselverhalten nicht darauf ausgelegt sind, Schwankungen in der Stromerzeugung auszugleichen.<sup>38</sup> Dies führt in einigen Netzgebieten zur Einspeisekonkurrenz zwischen volatiler Erzeugung und den Grundlastkraftwerken.<sup>39</sup> In der Konsequenz bieten Grundlastkraftwerke ihre Kapazitäten zu besonders niedrigen Preisen an, wenn eine geringe Nachfrage vorherrscht; sie bevorzugen es, Verluste in Kauf zu nehmen, als das Kraftwerk herunterzufahren und in den Folgetagen aus technischen Gründen nicht einsetzen zu können. Diese Maßnahme mag zwar für das einzelne Kraftwerk betrachtet wirtschaftlich günstiger sein, für den Markt hat das aber zur Folge, dass die

<sup>34</sup> Laakmann, in: Schöne, Vertragshandbuch Stromwirtschaft, Kap. 3. A Rn. 8; Ländner et al., Energy Policy 2019 (129), 1100, 1103; Laux, EnWZ 2015, 249, 251.

<sup>35</sup> BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 253 f. u. S. 256.

<sup>36</sup> BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 256 f.; Rostanowski, ZNER 2010, 125, 127; Tschida, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 36 f.

<sup>37</sup> Altrock/Herrmann, ZNER 2010, 350, 353; ferner Monopolkommission, Sondergutachten 59, 2011, S. 232 Rn. 541; Oschmann, ZNER 2010, 117, 123.

<sup>38</sup> Altrock/Herrmann, ZNER 2010, 350, 354; Altrock/Vollprecht, ZNER 2011, 231, 232; vgl. auch Bauknecht et al., et 2014 (11), 52.

<sup>39</sup> Weiterführend Tschida, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, S. 10, ferner Altrock/Herrmann, ZNER 2010, 350, 351; Neubarth, et (8) 2011, 8, 9.

Wahrscheinlichkeit niedriger oder negativer Strompreise in Zeiten geringer Stromnachfrage steigt, wenn die Residuallast<sup>40</sup> sogar unter die verfügbare Leistung der Grundlastkraftwerke sinkt. Diese Entwicklung verhindert Investitionen in neue (flexible) Kraftwerke, weil niedrige oder negative Börsenpreise keinen sicheren Investitionsanreiz bilden.<sup>41</sup>

## D. Speicher

Angesichts der Einspeisekonkurrenz von Grundlastkraftwerken und Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist der Einsatz von Speichern erforderlich, um Netzengpässe auszugleichen.<sup>42</sup> Hauptsächlich erfolgt der für das Energiesystem erforderliche Ausgleich seitens der Stromerzeuger derzeit mittels Pumpspeicher- oder Gaskraftwerken, deren Stromerzeugung schnell hoch und herunter geregelt werden kann. Jedoch sorgen die doppelt zu zahlenden Netzentgelte, Abgaben und Umlagen für eine große wirtschaftliche Belastung und damit ein Investitionshemmnis für die Nutzung von Speichertechnologien.<sup>43</sup> Darüber hinaus bedürfte es Speicherkraftwerke mit einer Kapazität von 2 bis 3 TWh, um den Stromüberschuss erneuerbarer Energien im System bei optimalen Wetterbedingungen zu speichern. Neben drastisch ansteigenden Strompreisen für einen Durchschnittshaushalt würde jedoch bereits die Herstellung der Batteriespeicher den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des Energiesystems so stark verschlechtern, dass sich der positive Effekt der Minimierung konventioneller Erzeugung ins Gegenteil verkehren würde.<sup>44</sup>

---

<sup>40</sup> Hierunter ist die Nachfrage, die nach Abzug der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom Kraftwerkspark zu decken ist, zu verstehen, *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), S. 48.

<sup>41</sup> *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 256 f.; *Altrock/Herrmann*, ZNER 2010, 350, 355; *Ländner et al.*, Energy Policy 2019 (129), 1100, 1102 f.; *Müsgens*, EnWZ 2017, 243, 245; *Neubarth*, et 2011 (8), 8, 12.

<sup>42</sup> *Ländner et al.*, Energy Policy 2019 (129), 1100; *Stappert et al.*, RdE 2015, 62; *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579.

<sup>43</sup> *Lehnert/Vollprecht*, ZNER 2012, 356, 357; *Thomas/Altrock*, ZUR 2013, 579, 582; vgl. ferner *Graichen*, et 2018 (4), 12, 13, der dafür plädiert, die Gesetzeslage für Speicher in dieser Legislaturperiode eindeutig zu klären. Auch die Kohlekommission empfiehlt eine Überarbeitung des Abgaben-, Umlagen sowie Entgeltesystems im Energiesektor zugunsten der Speichernutzung, *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, Abschlussbericht, 2019, S. 81.

<sup>44</sup> *Wörner et al.*, et 2018 (6), 40, 42.

## E. Nachfrageflexibilität

Hauptsächlich begegnen Übertragungsnetzbetreiber Netzengpässen mit dem Redispatch gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, also der präventiven oder kurativen Beeinflussung von Erzeugerleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber.<sup>45</sup> Hierbei beauftragt der Übertragungsnetzbetreiber einen oder mehrere Erzeuger, ihre Kraftwerke zu drosseln, während an anderer Stelle Kraftwerke hochgefahren werden, um das Gleichgewicht im Netz zu halten; Leistungsänderungen werden in beide Richtungen kontrahiert.<sup>46</sup> Ein entscheidender Nachteil der Redispatch-Maßnahmen ist der Anstieg der Kosten für die Stromerzeugung, da für die Einspeisungserhöhungen nur solche Erzeugungsanlagen verfügbar sind, die sich zuvor am Markt wegen zu hoher Kosten nicht durchsetzen konnten.<sup>47</sup> Die Redispatcheinsätze führten im Jahr 2018 zu einem Gesamtvolumen von 15.529 GWh, das Einspeiserhöhungen und -reduzierungen gleichermaßen umfasst; für die Marktkraftwerke angefallene Kosten lagen hierfür bei 351,5 Mio. €.<sup>48</sup>

Der vierte Baustein eines ausgeglichenen Energiesystems, der gleichzeitig eine Alternative zu diesem kostenintensiven Engpassmanagement darstellt, ist die Möglichkeit, die Nachfrageseite aktiv in das Stromsystem zu integrieren, indem der verbrauchsseitige Strombedarf an das bestehende Angebot volatiler Erzeugung angepasst wird.<sup>49</sup> Wenn sich der Stromverbrauch teilweise flexibel an das volatile Stromangebot anpasst, bleibt die Netzauslastung verhältnismäßig stabil.<sup>50</sup> Diese aktive Steuerung des Stromverbrauchs wird als Demand Response<sup>51</sup> bezeichnet. Nachfrageflexibilität kann von Verbrauchern genutzt werden, derart auf das Stromangebot der Erzeugerseite zu reagieren, indem der Stromverbrauch bspw. von Zeiten extrem hoher Stromnachfrage in Phasen niedrigen Stromverbrauchs verschoben wird, damit der Strom dann verbraucht wird, wenn er in aus-

<sup>45</sup> *VDN*, Transmission Code 2007, Anhang A, S. 2; *König*, in: Berliner Kommentar zum Energierecht, § 13 EnWG Rn. 24.

<sup>46</sup> BT-Drs. 18/8561, S. 18; *Junk*, et 2017 (12), 63; *Ruge*, in: Rosin et al., PK-EnWG, § 13 Rn. 86.

<sup>47</sup> *König*, EnWZ 2013, 201; während sich das Volumen der Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2010 auf 306 GWh belief, ergab sich im Jahr 2017 ein Volumen von 20.439 GWh, was Kosten i.H.v. rund 400 Mio. € verursachte, *BNetzA*, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017, S. 8 f.; *Haucap et al.*, et 2019 (1/2), 80.

<sup>48</sup> *BNetzA*, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, S. 12 f.

<sup>49</sup> *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), S. 46.

<sup>50</sup> *Weidenfeld*, et 2018 (4), 6; vgl. hierzu auch *Kommission* „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht, 2019, S. 27.

<sup>51</sup> In dieser Arbeit werden die Begriffe Nachfrageflexibilität, Lastflexibilität sowie die Nutzung von Flexibilitätspotentialen synonym zu Demand Response verwendet.

reichenden Mengen vorhanden ist.<sup>52</sup> Insbesondere Unternehmen der energieintensiven Industrie könnten mit der Nutzung dieser Lastverschiebung einen enormen Beitrag zur Systemstabilität leisten, da sie den größten nationalen Stromverbrauch aufweisen. Das Flexibilisierungsvolumen der deutschen Industrie wird unterschiedlich hoch geschätzt – die Zahlen variieren je nach Annahme und Definition des Flexibilitätpotentials etwa zwischen 1 GW,<sup>53</sup> 2,7 GW<sup>54</sup> bis hin zu 13,8 GW.<sup>55</sup> Unabhängig vom konkreten Flexibilitätpotential ist diese Flexibilisierung der Nachfrage nicht nur geeignet, den Netzausbaubedarf zu reduzieren,<sup>56</sup> sondern auch den sehr teuren Einsatz von Speichertechnologien zu vermeiden.<sup>57</sup> Für eine Änderung des Abnahmeverhaltens können bspw. Hochtemperaturprozesse flexibel gesteuert werden. Ferner können Power-to-X-Technologien, bei denen Strom in andere Energieträger umgewandelt wird, genutzt werden, um Produktionsprozesse zu verschieben.<sup>58</sup> Außerdem kann etwa eine Aluminiumelektrolyse als virtuelle Batterie fungieren, indem sie als steuerbare Last schwankende Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen aufnimmt.<sup>59</sup>

Neben den positiven Effekten für das Gesamtsystem lassen sich im Zuge dieser Synchronisierung von Produktionsprozessen und Stromangebot wirtschaftliche Vorteile und Wettbewerbsvorteile für das Unternehmen erzielen.<sup>60</sup> Denn kaufen Industrieunternehmen Strom dann ein, wenn er günstig ist und verschieben ihre Produktion, wenn der Strom teuer ist, können sie Kosten einsparen. Grds. wird demnach begrifflich zwischen markt-, netz- und systemdienlichem Einsatz von Nachfrageflexibilität unterschieden. Marktdienlicher Einsatz von Nachfrageflexibilität meint die Bereitschaft und die Fähigkeit eines Verbrauchers, den Strombezug an die Preissignale des Strommarktes anzupassen. Unter einem netzdienlichen Einsatz von Nachfrageflexibilität wird jede Maßnahme verstanden, die sich netzentlastend oder netzstabilisierend auswirkt, während sich das Adjektiv systemdienlich auf den Einsatz der Übertragungsnetzbetreiber zur

---

<sup>52</sup> *Ländner*, N&R 2017, 138; vgl. außerdem *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), S. 13.

<sup>53</sup> *Ketelaer et al.*, et 2017 (10), 70, 73.

<sup>54</sup> *dena*, dena-Netzstudie II, S. 421.

<sup>55</sup> *Müller/Möst*, Energy Policy 2019 (115), 181.

<sup>56</sup> Zur Reduzierung der Netzausbaukosten im Verteilernetz *dena*, dena-Netzflexstudie, S. 14.

<sup>57</sup> Laut *Bauknecht/Vogel*, et 2015 (3), 65, 66 sollte Nachfrageflexibilität auch deshalb marktgetrieben eingesetzt werden, da sich der ausschließliche Einsatz von Speichern im Netz als ineffizient erweisen könnte.

<sup>58</sup> *dena*, dena-Netzflexstudie, S. 9.

<sup>59</sup> *BMBF*, Kopernikus-Projekt SynErgie; *Ländner*, N&R 2017, 138, 139.

<sup>60</sup> Vgl. *FOREnergy*, Ergebnispapier: Flexibilisierung der Energienachfrage von industriellen Verbrauchern, S. 2 f.; *Zäh/Fischbach/Kunke*, ZWF 2013, 639.

Wahrung der Systemstabilität bezieht. Auch in diesem Zusammenhang machen sich die negativen oder geringen Börsenpreise bemerkbar, da die zahlreichen Abgaben und Umlagen, die zusätzlich auf den Strompreis anfallen, auch dann gezahlt werden müssen, wenn der Strom nichts kostet,<sup>61</sup> denn elementare Voraussetzung für die Nutzung von Demand Response seitens der Industrie sind wirtschaftliche Anreize. Die Erlöse für Flexibilitätspotentiale auf dem Spotmarkt sind in den letzten Jahren jedoch drastisch gesunken; der Abstand zwischen den Strompreisen in den Tageszeiten hoher und niedriger Nachfrage hat sich in den vergangenen Jahren ungünstig entwickelt.<sup>62</sup> Laut derzeitiger Prognosen ist zwar ein starker Anstieg der Strompreise an der Börse nicht zu erwarten, indes soll die Volatilität der Preise zunehmen, was für Investitionen in Flexibilitätspotentiale sinnvolle Anreize schafft.<sup>63</sup> Die politisch forcierte Umstellung von der konventionellen Stromerzeugung hin zur Erzeugung aus regenerativen Energiequellen muss jedoch sowohl im europäischen als auch im nationalen regulatorischen Rechtsrahmen dahingehend widerspruchsfrei abgebildet werden, dass die erneuerbaren Energien effizient in das Stromsystem integriert werden können. Auf europäischer Ebene gibt das Clean-Energy-Package ausdrücklich vor, flexible Laststeuerung zu fördern, wobei auch deutlich wird, dass es notwendig ist, marktbasiertere Anreize für Investitionen in Flexibilitätsquellen wie Laststeuerung zu bieten.<sup>64</sup> Auch in der deutschen Politik werden die Potentiale der Nutzung von (industrieller) Nachfrageflexibilität im Strommarkt 2.0 erkannt.<sup>65</sup> Gleichwohl ist das bestehende energiewirtschaftliche Regulierungssystem nicht auf den Einsatz industrieller Nachfrageflexibilität ausgerichtet, da die Regulierungsvorgaben aus der Zeit vor der Energiewende stammen. Zwar wurden einige Regelungen bereits schrittweise angepasst, dies führt aber auch dazu, dass sich verschiedene

---

<sup>61</sup> Weidenfeld, et 2018 (4), 6; für private Haushalte sind die Strompreise in Deutschland verglichen mit den anderen EU-Ländern mit am höchsten; 2017 lag der Strompreis bei rund 0,30 €/kWh, der durchschnittliche Strompreis liegt in der EU bei 0,20 €/kWh, *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, Abschlussbericht, 2019, S. 37. Für das Jahr 2019 beträgt der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden ca. 0,30 €/kWh, *BDEW*, *BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019*, S. 21.

<sup>62</sup> *Miesen*, et 2018 (4), 17, 18.

<sup>63</sup> Vorausgesetzt werden hierfür steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*, Abschlussbericht, 2019, S. 76.

<sup>64</sup> Vgl. etwa Erwägungsgründe 7, 13 u. 39 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EltVO): Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, Abl. L 158/54; Erwägungsgründe 10, 12 u. Art. 3 Nr. 1 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie: Richtlinie (Elt-RL 2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Abl. L 158/125.

<sup>65</sup> Vgl. hierzu etwa *BMWi*, *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)*, S. 13, 26, 39, 69 u. 70.

## Sachregister

- Abgaben- und Umlagesystem 10, 63, 86, 101, 199, 237
- Abschaltbare Lasten 50 ff., 138, 153, 206 f., 212
- Aggregator 19, 29, 32, 40 ff., 63, 102, 113
- Allgemeine Handlungsfreiheit 155 f., 185, 198
- Allgemeiner Gleichheitssatz 156, 185, 189 f.
- „All-inclusive“-Vertrag 73 ff., 104 ff., 111, 125, 134, 208, 213 f.
- Angemessenheit 92, 95, 102, 121, 151
- Anreizbasierte Stromtarife 87 ff., 95, 102
- Anschlussnutzungsvertrag 68 f., 77, 80, 90, 106, 112, 115 f.
- Arbeitspreis 39, 43 ff., 52, 58, 72 f., 78 f., 87, 95 ff., 102, 115, 124, 136, 153
- Anreizregulierungsverordnung 221 ff., 233, 239
- Atypische Netznutzung 126, 136 f., 138 ff., 145, 149, 152 f., 156
- Ausgleichsenergie 21 ff., 31, 42, 44, 56, 77, 79, 83, 91, 113
- Bandlast 116, 117 f., 137, 143, 152, 162
- Bilanzausgleich 21 ff.
- Bilanzkreis 16, 19 ff., 31 ff., 39 ff., 62, 70, 77, 83 ff., 91, 115, 215 f.
- Bilanzkreismanagement 19 ff.
- Bilanzkreistreue 22 f., 27, 216
- Begrenzung der EEG-Umlage 166 ff., 176, 179 ff., 185 ff., 198, 239
- Beihilfe 131, 145, 159 ff., 165, 170, 192 ff., 199 f., 239
- Berufsfreiheit 154 f., 184 f., 198
- Clean-Energy-Package 10, 42, 151, 178, 183, 200, 233
- Dezentralisierung 50, 62, 204
- Digitalisierung 1, 4, 47, 50, 204, 227, 231, 233
- Diskriminierungsfreiheit 121, 151
- Eigentumsfreiheit 154 f., 184, 198
- EEG-Umlage 166 ff., 174 ff., 183 ff., 195 ff., 234
- Energieeffizienz
- Nationale Vorgaben 81, 166, 169, 171 ff., 175, 181, 182 ff., 191, 198, 208, 211, 239
  - Europäische Vorgaben 2, 177 f., 182 ff.
- Energieliefervertrag 12, 67 f.
- Energy-Only-Markt 24, 26, 28 f.
- Engpassmanagement 8, 17 f., 62, 119, 208, 223, 237
- Entflechtung 68, 216, 227 ff., 234 f., 240
- Flexible Stromlieferverträge 81 ff., 92 ff., 114, 117 ff., 141
- Flexibles Stromsystem 62
- Geschlossene Verteilernetze 125, 134 ff.
- Grundversorgungskunden 71, 94, 189 f.
- Haftungsbegrenzung 76, 111 ff., 114 ff., 238
- Individuelle Netzentgelte 117 ff., 124, 140, 157
- Intelligente Messsysteme 24, 41, 82 f., 85 f., 102, 204 f., 213 ff., 220, 227 f., 233
- Intensive Netznutzung 130 f., 138 ff., 145 ff., 149 ff., 156, 161, 164 f.
- Investitionsanreiz(e) 7, 10, 27, 30, 178, 222, 227
- Investitionshemmnis 7, 49, 63, 86, 92, 115, 140, 164, 198, 238, 240



- Kostenverursachungsprinzip 121, 140, 148, 151 ff., 159, 161, 164, 218
- Lastvariabler Stromtarif 82, 84
- Leistungspreis 39, 43, 45, 52, 58 f., 73, 88, 100, 117, 124, 136
- Leistungsspitzen 117, 136 ff., 142 f., 176
- Lieferantenrahmenvertrag 74 ff., 105, 125
- Marktrolle 19, 42, 201, 224 ff., 234
- Merit-Order 5 f., 35, 43
- Minutenreserve 23, 33, 36, 39, 41 ff., 48 f., 63
- Netzanschlussvertrag 37, 69, 106, 115
- Netzdienlichkeit 9, 57, 84 f., 131, 142, 144 ff., 150, 153, 165, 209, 217 ff.
- Netzungspässe 4 ff., 15 ff., 51, 62, 113 ff., 120, 144, 148, 203, 205, 218 ff., 226 f., 233, 237, 239 f.
- Netzentgeltsystematik 47, 119 ff., 139 f., 151
- Netzentlastende Effekte 9, 61, 117, 127, 135, 145, 157, 209, 218
- Netznutzungsvertrag 20 f., 68, 70, 74 ff., 91, 104, 106, 115, 119, 125, 209, 213 ff.
- Netzstabilisierende Effekte 9, 117 ff., 124, 127, 131, 143 ff., 153, 161, 238 f.
- Präqualifikation 36 ff., 45, 49, 53 ff., 59, 63
- Preisabrede 92, 95 ff., 101 f.
- Preis Anpassungsklausel 12, 93, 95 f., 102
- Preisänderungsklausel *siehe Preis Anpassungsklausel*
- Preisbasierte Stromtarife 11, 87 ff., 95, 115, 238
- Preisnebenabrede 76, 92 f., 95 ff., 101 f., 115, 238
- Preissignale 9, 23, 30, 49, 84, 199
- Primärregelleistung 33, 39, 42, 45 f., 51
- Regelenergie
- Negative 32, 35, 140, 152, 164
  - Positive 32, 35, 139, 229
- Regelenergiemarkt 11, 31 ff., 48 f., 56, 58 ff., 138 f., 148, 150, 153, 177, 201, 212, 237
- Regelzone 15 f., 19 ff., 32 f., 35, 39 f., 46, 50, 54 ff., 114, 167, 210, 225
- Registrierende Lastgangmessung 84 f.
- RLM-Kunde(n) 72 f., 113, 115, 233, 238
- Sekundärregelleistung 23, 33 f., 36, 39, 41 f., 45 f., 49, 63
- Selektiver Vorteil 160 ff., 193 ff.
- SLP-Kunde(n) 72, 77, 84 ff.
- Smart-Meter-Rollout 82, 91, 230, 233
- Sonderformen der Netznutzung 119, 124 ff., 136 ff., 141 ff., 149 ff., 164, 200
- Sondervertragskunden 71 ff., 92 f., 99, 112, 115
- Spotmarkt 10, 18, 21 f., 24 ff., 31, 45, 48 f., 58 f., 65, 74, 118 f., 138, 141, 148, 165
- Standardlastprofil 72, 84, 120
- Strombezugskosten 11, 62, 65, 87, 118, 139, 238
- Stromgroßhandelspreis 102
- Stromliefervertrag 67 ff.
- Systembilanz 57, 226
- Systemdienlichkeit 9, 11, 38, 90, 118, 141 f., 144, 148 f., 151 ff., 164 ff., 181, 192 f.
- Systemdienstleistung 17, 35 ff., 58, 60, 62 f., 114, 119 f., 140 f., 145 f., 180 f., 226, 234, 237
- Systemstabilität 9 f., 15, 22, 50 f. 56, 137, 144 ff., 164, 206, 237
- Systemverantwortung 15 ff., 62, 204, 206, 226, 234
- Tageszeitabhängiger Stromtarif 81 f., 86 ff.
- Take-or-pay-Klausel 78, 99 ff., 174
- Terminmarkt 25, 66 f.
- Umlagemechanismus 133, 163
- Zielkonflikt 148, 164, 177 ff., 198, 221, 229, 239
- Zuschaltbare Lasten 17, 60 ff., 151, 207, 226
- § 19 StromNEV-Umlage 130 ff., 154 ff., 160 ff., 200