

Kraftwerks-Stillegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen

Laufzeit des Vorhabens: Juli 2014 bis August 2015

Endbericht

Auftraggeber: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz

Hauptauftragnehmer:

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Strasse 17, Geb. A1
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681/9762840
Fax: +49-(0)681/9762850
Email: horst@izes.de

Rechtlicher Unterauftrag:

Prof. Dr. Stefan Klinski
Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin (HWR)
Badensche Straße 52
10825 Berlin
Tel.: -49-(0)30/69531883
Email: stefan.klinski@hwr-berlin.de

Autoren: Juri Horst, Uwe Leprich, Martin Luxenburger, Uwe Klann, Andreas Weber, Alexander Zipp, Stefan Klinski

Version: 1.3

Berlin/Saarbrücken, den 28.08.2015

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der europäischen Union
AGEB	AG Energiebilanzen
ARM	Adequacy Reference Margin
AW	anzulegender Wert
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CDM	Clean Development Mechanism
CO ₂ Äquiv	CO ₂ -Äquivalente
CWE	Central-West-Europe-Market
DSM	Demand-Side-Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
E _{absolut}	absoluten CO ₂ -Emissionen in Tonnen
e _{el}	spezifischen CO ₂ -Emissionen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EEX	European Energy Exchange AG
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emission Trading System
ETS-RL	Emissionshandels-RL
EUSP	EU Emission Allowances
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
fEE / FEE	fluktuierende, erneuerbare Energien
GG	Grundgesetz
gr/KWh	Gramm je Kilowattstunde
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
GVA _r	Einheit für Blindleistung in Mrd.

GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
Hz	Hertz
IE-RL	Industrieemissions-RL
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IVU-RL	Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen
JI	Joint Implementation
KKW	Kernkraftwerk
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWSAL	Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste
LBP	Load Balancing Probability
MP	Marktprämie
MRL	Minutenreserve
MS	Mittelspannung
MSCDN	Mechanical Switched Capacitor with Damping Network
Mt	Megatonnen
MVar	Einheit für Blindleistung in Mio.
MW	Megawatt
MW _{EE}	Marktwert: energieträgerspezifischer Markterlös in Bezug auf Abbildung 40, gemäß Definition im EEG
MW _{th}	Megawattstunde, thermisch
$\eta_{th,Referenz}$	thermische Referenzwirkungsgrad
η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
PEE	Primärenergieeinsparung
PES	Probability of Energy Served
PRL	Primärregelung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik

RC	Remaining Capacity
RL	Richtlinie
SDL	Systemdienstleistungen
SRL	Sekundärreserve
STATCOM	Static Synchronous Compensator = Stromrichter im Pulsbetrieb
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SVC	statischer Blindleistungskompensator
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Vbh	Vollbenutzungsstunde
VDN	Verband der Netzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
W_{el}	Nettostromproduktion
$W_{Kondensation,el}$	erzeugte elektrische Energie im Kondensationsbetrieb
$W_{KWK,el}$	erzeugte elektrische Energie im KWK-Betrieb

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	17
2	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	19
	Aktuelle Einordnung der Studie.....	19
	Empfehlungen	21
	Szenariorahmen.....	21
	Fokus 1: Versorgungssicherheit.....	23
	Fokus 2: Kosten	28
	Fokus 3: CO ₂ -Emissionen.....	33
	Juristische Bewertung eines Kohleausstiegs	34
3	Versorgungssicherheit: Technische Rahmenbedingungen für einen Kohleausstieg.....	37
	3.1 Systemsicherheit: vorzuhaltende Kapazitäten	37
	3.1.1 Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber	37
	3.1.2 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.....	41
	3.1.3 Leistungsbilanz des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber	42
	3.1.4 Europäischer Ansatz nach Consentec et al.	44
	3.1.5 Fazit.....	47
	3.2 Systemrelevanz – Optionen für Systemdienstleistungen.....	47
	3.2.1 Frequenzhaltung.....	50
	3.2.2 Versorgungswiederaufbau: Schwarzstartfähigkeit / Inselnetzfähigkeit.....	57
	3.2.3 Betriebsführung/ Redispatch (n-1)/Engpassmanagement	59
	3.2.4 Übersicht / Synthese	61
	3.2.5 Expertenmeinungen	66
	3.2.6 Systemrelevanz im Kontext des Kohleausstiegs	68
4	Modellgestützte Untersuchung zu den Auswirkungen eines Kohleausstiegs.....	70
	4.1 Das IZES-Strommarktmodell	70

4.2	Technische und ökonomische Eigenschaften.....	73
4.2.1	Konventionelle Kraftwerke	73
4.2.2	Abschaltfunktion / Nichtverfügbarkeiten konventionelle Kraftwerke	74
4.2.3	Dargebotsabhängige erneuerbare Energien.....	75
4.2.4	Preiselastizität der Nachfrage.....	76
4.2.5	Preisentwicklung Brennstoffe	77
4.2.6	Preisentwicklung Emissionsrechte	78
4.3	Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen im Modell	79
4.3.1	Politische Zielsetzungen	79
4.3.2	Entwicklung des Stromverbrauchs	80
4.3.3	Entwicklung der erneuerbaren Energien	80
4.3.4	Bedarf an verfügbarer Leistung	81
4.4	Bestandsaufnahme der deutschen Kohlekraftwerke.....	81
4.4.1	Ermittlung und Abschätzung von Kenndaten der Kraftwerksblöcke	81
4.4.2	Mögliche Datenunschärfe	86
4.5	Ermittlung der Rangfolge der Kraftwerke.....	87
4.6	Abschätzung der Auswirkungen auf die EEG-Umlage.....	90
4.7	Die Szenarien – Beschreibung und Ergebnisse	92
4.7.1	Szenario 0: Referenz	93
4.7.2	Szenario 1: BMWi plus	96
4.7.3	Szenario 2: Erreichung der politischen Zielsetzungen.....	101
4.7.4	Szenario 3: Kohleausstieg.....	107
4.7.5	Zusammenfassung und Bewertung der Simulations-Ergebnisse	113
5	Ermittlung systemischer Differenzkosten	118
5.1	Vorgehen	118
5.2	Ergebnisse.....	121
5.2.1	Ergebnisse zu den Differenzkosten aus Grenzkosten der Erzeugung	122

5.2.2	Ergebnisse zu den Differenzen aus zu Preisen bewertete Exportüberschüsse.....	124
5.2.3	Ergebnisse zu den Differenzen aus fixen Betriebskosten.....	125
5.2.4	Ergebnisse zu den Differenzen aus Investitionsausgaben	127
5.2.5	Ergebnisse zu den Differenzen der Endbestände 2030	129
5.2.6	Ergebnisse zu den gesamtsystemaren Differenzkosten und deren Diskussion	131
6	Auswirkungen auf den Emissionshandel.....	135
7	Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken	139
7.1	Einleitung und Überblick	139
7.1.1	Politischer Motivationshintergrund.....	139
7.1.2	Betrachtete Instrumentenoptionen.....	140
7.2	Zentrale rechtliche Fragen	142
7.2.1	Verfassungsrecht.....	142
7.2.2	EU-Recht.....	147
7.3	Juristische Bewertung der einzelnen Instrumentenoptionen.....	154
7.3.1	Direkte Instrumentenoptionen (sachbezogene Pflichten)	154
7.3.2	Indirekte Instrumentenoptionen (Geldleistungspflichten).....	158
A	Anhang.....	170
A.1	Rangliste Kohleausstieg	170
A.2	Ergänzende Informationen zu den Systemdienstleistungen	174
A.2.1	Ergänzende Informationen zur Frequenzhaltung und Spannungshaltung.....	174
A.2.2	Bereitstellung von SDL aus dem Bahnstromnetz (Exkurs)	187
A.2.3	Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	189
A.2.4	Alternative Erbringer von SDL	195
A.3	Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung	

von Kohlekraftwerken..... 196

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (1990-2035, ohne internationale Treibstoffbunkerung	17
Abbildung 2	Entwicklung der installierten Leistung bis 2030 im deutschen Kraftwerkspark im Kohle-Ausstiegsszenario	25
Abbildung 3	Entwicklung der Stromerzeugungsmengen nach Erzeugungsart bis 2030 im Szenario Kohleausstieg, bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	27
Abbildung 5	Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Szenario Kohleausstieg, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme ..	31
Abbildung 6	Entwicklung der mittleren jährlichen Preise im Kohleausstiegsszenario im Vergleich zu einer möglichen Entwicklung bei einem Kraftwerkspark nach Netzentwicklungsplan 2015 (Stand Januar 2015).	32
Abbildung 7	Entwicklung von Strompreisen und EEG-Umlage im Kohleausstiegs-Szenario bis 2030 bei Unterstellung verschiedener Preispfade für Emissionsberechtigungen.....	33
Abbildung 8	Systematik der Leistungsbilanz	38
Abbildung 9	Verbleibende Leistung ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland	40
Abbildung 10	Schematische Beschreibung der Leistungsbilanz nach ENTSO-E	42
Abbildung 11	ENTSO-E RC and ARM comparison, Scenarios A&B, January 7 p.m.....	43
Abbildung 12	Strombedingte Redispatch-Maßnahmen 2012 (am stärksten betroffene Netzelemente)	60
Abbildung 13	schematischer Ablauf Modell.....	71
Abbildung 14	Entwicklung der erneuerbaren Energien 2016 bis 2030 in den Szenarien	80
Abbildung 15	Entwicklung der installierten Leistung im Referenzszenario.....	93
Abbildung 16	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Referenzszenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	94
Abbildung 17	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Referenzszenario bis 2030	95
Abbildung 18	Entwicklung der Base-Preise im Referenzszenario bis 2030	

	(real 2012).....	96
Abbildung 19	Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 1 „BMW plus“	97
Abbildung 20	zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im „BMW plus“-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert)	98
Abbildung 21	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im „BMW plus“-Szenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ - Preisfad	98
Abbildung 22	Entwicklung der Vbh im „BMW plus“-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	99
Abbildung 23	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im „BMW plus“-Szenario bis 2030.....	100
Abbildung 24	Entwicklung der Base-Preise im „BMW plus“-Szenario bis 2030 (real 2012)	100
Abbildung 25	Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im BMWi-Szenario auf die EEG-Umlage	101
Abbildung 26	zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im Ziel-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert)	102
Abbildung 27	Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 2 „Erreichung der politischen Zielsetzung“	103
Abbildung 28	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Ziel- Szenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ - Preisfad	104
Abbildung 29	Entwicklung der Vbh im Ziel-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	104
Abbildung 30	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Ziel-Szenario bis 2030 ..	105
Abbildung 31	Entwicklung der Base-Preise im Ziel-Szenario bis 2030 (real 2012).....	106
Abbildung 32	Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im Ziel-Szenario auf die EEG-Umlage	107
Abbildung 33	zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im Kohleausstieg-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert).....	108

Abbildung 34	Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 3 „Kohleausstieg“	108
Abbildung 35	Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Kohleausstieg-Szenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	109
Abbildung 36	Entwicklung der Vbh im Kohleausstieg-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO ₂ -Preisfad	110
Abbildung 37	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Kohleausstieg-Szenario bis 2030	111
Abbildung 38	Entwicklung der Base-Preise im Kohleausstieg-Szenario bis 2030 (real 2012)	112
Abbildung 39	Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im Ziel-Szenario auf die EEG-Umlage	112
Abbildung 40	Vergleich der Variationskoeffizienten in den Szenarien	116
Abbildung 41	Marktprämie und Preisniveau	117
Abbildung 42	Zeitliche Entwicklung der jährlichen Differenz der Grenzkosten zwischen Ziel- Kohleausstiegs- und „BMW plus“-Szenario im Vergleich zum Referenzszenario	123
Abbildung 43	Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Ziel-Szenario, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme	127
Abbildung 44	Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Szenario Kohleausstieg, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme	128
Abbildung 45	Verteilung der gesamten Differenzkosten des Kohleausstiegszenarios auf einzelne Differenzkostenbestandteile (Szenarien Min und Max, Diskontrate 0, in Mrd.€)	133
Abbildung 46	Historische Emissionen der 27 EU-Staaten in Millionen Tonnen CO ₂ und Cap (ETS/ESD) im Vergleich zur Klima-Roadmap	136
Abbildung 47	Entwicklung der EUSP an der EEX für die 3. Handelsperiode	137
Abbildung 48	Übersicht über mögliche Instrumente für einen Kohleausstieg (Eigene Darstellung)	141
Abbildung 49	Bedarf an positiver und negativer Sekundärregelleistung und Minutenreserve	175
Abbildung 50	Zusammensetzung der Momentanreserve	179

Abbildung 51	links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im ausgewählten (n-1)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im (n-0)-Fall	182
Abbildung 52	links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im (n-0)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im ausgewählten (n-1)-Fall.....	182

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Vergleich aktueller Vorschläge zur Schließung der Klimaschutzlücke 2020.....	19
Tabelle 2	Emissionsminderungsziele der Szenarien innerhalb der Stromwirtschaft.....	23
Tabelle 3	Auszug aus der Rangliste der Kohle-Kraftwerksblöcke.....	24
Tabelle 4	Barwert der Differenz im Gesamtsystem (in Mio.€) zum Zeitpunkt Ende 2030	30
Tabelle 5	Raten der nicht einsetzbaren Leistung innerhalb der Leistungsbilanz der ÜNB	39
Tabelle 6	Grunddaten der Leistungsbilanz Deutschland.....	41
Tabelle 7	Übersicht Kennziffern Versorgungssicherheit Deutschland nach ENTSO-E.....	44
Tabelle 8	Charakteristika der Systemdienstleistungen	62
Tabelle 9	Modellkosten der verschiedenen Blindleistungsquellen	65
Tabelle 10	Übersicht Parameter Modell.....	72
Tabelle 11	unterstellte anzulegende Werte für fEE	75
Tabelle 12	Entwicklung der Brennstoffpreise (real 2012) in den Szenarien	78
Tabelle 13	Auszug aus der Rangliste der Kohle-Kraftwerksblöcke.....	89
Tabelle 14	durchschnittlicher Vergütungsanspruch der EEG-Anlagen bis 2030 (real 2012).....	91
Tabelle 15	Annahmen zu Betriebskosten, Investitionskosten und Lebensdauer von Kohle- und Gaskraftwerken	121
Tabelle 16	Gegenwartswerte der Differenz der Grenzkosten in den verschiedenen Szenarien (in Mio.€ 2015)	124
Tabelle 17	Barwert der Differenzen der Exportüberschüsse (in Mio.€ 2015)	125
Tabelle 18	Barwert der Differenz der fixen Betriebskosten (in Mio.€ 2015)	126
Tabelle 19	Barwert der Differenz der Investitionsausgaben (in Mio.€ 2015)	129
Tabelle 20	Barwert der Differenz des bewerteten Endbestands an Kraftwerken (in Mio.€ 2015)	130
Tabelle 21	Barwert der Differenz im Gesamtsystem (in Mio.€).....	132

Tabelle 22	CO ₂ -Vermeidungskosten auf Basis der Differenzkosten für die Periode 2016-2030	134
Tabelle 23	Ausgeschriebene Regelleistung ÜNB 2012	175
Tabelle 24	Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Regelleistung im zukünftig zu erwartenden Energiesystem.....	177
Tabelle 25	Standorte und Kompensationsmittel zur Spannungsregelung.	184
Tabelle 26	Alternative Erbringung von Systemdienstleistungen	195

1 Einleitung

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren. Ausgehend von rund 1.250 Mt CO₂-Äquivalent in 1990 dürfen in 2020 maximal rund 750 Mt CO₂-Äquivalent pro Jahr emittiert werden, wenn das nationale Ziel erreicht werden soll. Bis 2012 konnten die Emissionen um rund 25 % reduziert werden. Die Reduktion soll sich danach weiter fortsetzen und mindestens minus 55 % bis 2030 erreichen und mindestens minus 70 % bis 2040. Der Energiewirtschaft kommt dabei eine wichtige Rolle zu, da auf sie in 2012 rund 40 % der Treibhausgasemissionen entfallen. Absolut wurden im Energiewirtschaftssektor 2012 377 Mt¹ CO₂-Äquivalente emittiert, was einem Rückgang von 18 % im Vergleich zu 1990 entspricht. Innerhalb der Energiewirtschaft entfällt der Großteil der CO₂-Emissionen auf die Stromerzeugung (2012: 317 Mt; 1990: 357 Mt)².

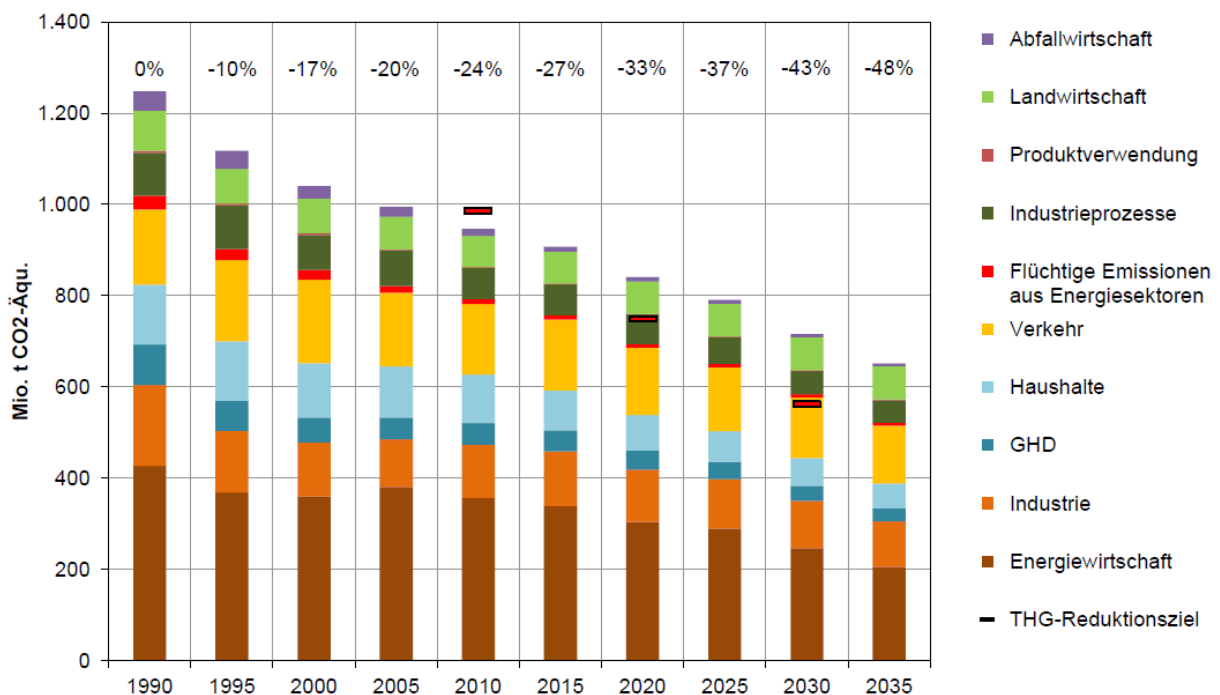


Abbildung 1 Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (1990-2035, ohne internationale Treibstoffbunkerung)

Quelle: UBA 2015, S173, Abb. 3-18

Bei einer durchschnittlichen Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 % auch bei der Stromerzeugung müsste bis 2020 ein Wert von 214 Mt/a CO₂ erreicht werden, sofern

¹ 1 Mt = 1 Megatonne = 1 Millionen Tonnen

² Siehe UBA (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990 bis 2012, S. 2

in anderen Sektoren keine überproportionalen Einsparungen erfolgen. Auf jeden Fall verlangt die Erreichung des Ziels eine erhebliche Reduktion der CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks bis 2020 und vor dem Hintergrund der weiteren Reduktionsziele darüber hinaus bis 2030 und 2040³.

Vor diesem Hintergrund erscheint es unabdingbar, zügig aus der Kohleverstromung auszusteigen. Inwieweit ein Ausstieg aus der nationalen Kohleverstromung in den nächsten Jahren möglich ist und welche Wirkung er auf den Stromsektor haben würde, ist **Schwerpunkt dieser Studie**. Dabei geht es vornehmlich um die energiewirtschaftlichen Auswirkungen eines Ausstiegspfad, betrachtet im Ziel-Trias: Versorgungssicherheit, Kosten und Klimaeffekte. Aufgrund des gewünschten und wachsenden Ausbaus fluktuierender Erneuerbarer Energien sowie ihres Einspeisevorrangs werden unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit auch der künftige Bedarf an Flexibilitätsoptionen, hierzu zählen neben flexiblen Kraftwerken unter anderen auch Lastmanagement und Speicher, betrachtet. Ein Instrument zur Umsetzung des Ausstiegs wird nicht entwickelt, wohl aber werden juristische Möglichkeiten einer Umsetzung überprüft. Ziel ist es, die Möglichkeiten eines sukzessiven Kohleausstiegs zu untersuchen und dessen potenzielle Wirkungen im Stromsektor abzuschätzen.

³ Zu Zielen und den im nächsten Absatz genannten Handlungsfeldern s. BMWi (Dezember 2014): Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende.

2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Aktuelle Einordnung der Studie

Aktuelle Berechnungen des Projektionsberichts (2015) der Bundesregierung erwarten mit den bis Mitte 2014 beschlossenen Maßnahmen eine Absenkung um lediglich 33 % bis 2020. Es besteht somit eine Deckungslücke von 7 % oder 87 Mt CO₂-Äquivalent.

Aufgrund dieser Projektion hat die Bundesregierung bereits im Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 auf den Weg gebracht. Mit den dort beschlossenen Maßnahmen sollen 62 bis 78 Mt CO₂-Äquivalent zusätzlich jährlich eingespart werden, wobei dem Stromsektor eine Reduktion von 22 Mt zugewiesen wurde.

Allerdings werden mit dem Aktionsprogramm nur bis zu 78 Mt/a adressiert, weshalb verschiedene Studien zu dem Ergebnis kommen, dass dem Kraftwerkspark durchaus mehr abverlangt werden muss. Darüber hinaus ist fraglich, ob die gewählten Instrumente im Aktionsplan Klimaschutz 2020 es schaffen werden, die Minderungsziele in den kommenden 5 Jahren tatsächlich zu erreichen. Aus diesen Überlegungen heraus werden aktuell u.a. noch folgende Ansätze diskutiert:

Tabelle 1 Vergleich aktueller Vorschläge zur Schließung der Klimaschutzlücke 2020

	BMWi	BUND	WWF	Enervis (Agora)	IZES**
Reduktionsbedarf KW-Park bis 2020:	22 Mt*	88 Mt	>60 Mt	48 Mt	50 - 93 Mt
Grundlage:	Alter	Alter	Emissionen	Alter	spezifische Emissionen
Fokus:	Kohle	Braunkohle	Kohle	Kohle	Kohle
Instrument:	Preisaufschlag Emissionen	Abschaltdaten	CO ₂ -Mindestpreis und CO ₂ -Emissionsgrenzwerte	Abschaltdaten	Abschaltdaten

* das BMWi geht von weiteren 37 Mt Minderungsbeitrag im Stromsektor durch Stromeinsparmaßnahmen aus.

** Betrachtung nur der stromseitigen CO₂-Emissionen

Quellen: BMWi 2015, BUND 2014, WWF 2014, Enervis 2015, eigene Berechnungen

Die zunächst im März 2015 verlauteten Vorschläge des Bundeswirtschaftsministeriums sahen vor, die im Aktionsprogramm genannten zusätzlichen 22 Mt CO₂-Äquiv. im Stromsektor durch ein dem Emissionshandelssystem kompatibles Instrument zu ergänzen, welches Kraftwerken mit einer Betriebszeit von über 20 Jahren zusätzliche

Abgaben abverlangt. Diese Abgabe richtete sich nach den CO₂-Emissionsmengen und hätte dadurch insbesondere die älteren Braunkohlekraftwerke betroffen.

Der Vorschlag blieb deutlich hinter den rechtlichen Möglichkeiten zurück und besaß ein nicht zu vernachlässigendes Unsicherheitspotenzial, was die Erreichung der Ziele betrifft. Dennoch beinhaltet er ein deutliches Bekenntnis zu spürbaren Reduktion der Kohle- und hier insbesondere der Braunkohleverstromung.

In Anbetracht der möglicherweise hieraus entstehenden Schadensersatzansprüche (vergl. Ergebnisse des Rechtsgutachtens in dieser Studie) hätte dieser Weg aber nochmals sorgfältig geprüft werden müssen.

Der nun im Weißbuch vorgelegte aktuelle Vorschlag sieht dagegen bis 2020 lediglich die Überführung von 2,7 GW an älteren Braunkohlekraftwerken in eine neu zu schaffende Kapazitätsreserve von insgesamt 4 GW vor. Die Betreiber erhalten dafür eine Entschädigungszahlung. Die Blöcke sollen nach längstens 4 Jahren ganz abgeschaltet werden. Nach Einschätzung der Bundesregierung würden hierdurch 11 der anvisierten 22 Millionen Tonnen an CO₂ bis 2020 vermieden werden können. Weitere 1,5 Mt pro Jahr sollen durch weitere Reduzierungen innerhalb der Braunkohlewirtschaft und weitere 4 Mt/a durch eine Reform der KWK-Förderung erfolgen. Die verbleibenden 5,5 Mt/a sollen ab 2016 durch Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, in den Kommunen, in der Industrie sowie im Schienenverkehr erbracht und aus öffentlichen Mitteln über den EKF mit jährlich bis zu 1,16 Mrd. Euro bis 2020 finanziert werden. Auch dieser Vorschlag enthält viele Unwägbarkeiten. Noch ist offen, ob die geplante Ausgestaltung der Kapazitätsreserve EU-rechtskonform ist. Auch müssten einige der in diesem Zusammenhang bereits diskutierten Blöcke altersbedingt ohnehin den Betrieb einstellen, um die von der Regierung bei den Klimaszenarien angesetzten maximalen 55 Betriebsjahre⁴ für Kohle nicht zu überschreiten. Würden Blöcke, die im Jahr 2020 55 Jahre oder älter sind in die Reserve überführt, so können ihnen keine zusätzlichen CO₂-Minderungen gutgeschrieben werden und mögliche Entschädigungszahlungen wären reine Mitnahmeeffekte. Was den geplanten Brennstoffwechsel bei KWK sowie die Effizienzmaßnahmen betrifft, zeigt die Historie, dass gerade im Bereich der Effizienz vergleichsweise wenig umgesetzt wurde bzw. Einsparungen durch Rebound-Effekte wieder aufgezehrt wurden.

Davon unberücksichtigt besteht zu den insgesamt noch von Deutschland zu reduzierenden rund 90 Mt CO₂/a weiterhin eine Lücke von 12 bis 28 Mt/a, die bisher nicht durch Instrumente adressiert wird.

⁴ Vgl. BMUB 2015, Tabelle 3-1

Empfehlungen

Angesichts der mit den zusätzlichen Maßnahmen des Aktionsprogramms verbundenen Unsicherheiten in Bezug auf die Reduktionsbeiträge schlägt das IZES vor, mindestens die rund 50 Mt⁵ Minderung, die zur Schließung der Klimaschutzlücke von rund 90 Mt bis 2020 noch notwendig wären, durch den Kraftwerkspark erfüllen zu lassen. Zur ökonomischen Absicherung flexibler Gaskraftwerke auf den Strommärkten und zur Absicherung der Minderungsziele wäre eine Reduktion um 93 Mt⁶, dies entspricht dem 40 %-Ziel für den Sektor Stromerzeugung, jedoch am zielführendsten. Die Umsetzung erfolgt hierbei durch Vorgabe von blockspezifischen Abschaltzeiten, die sich an den spezifischen Emissionen der Kraftwerke orientieren. Zugleich sollte der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen werden.

Szenariorahmen

Bei den Untersuchungen steht die **Ziel-Trias Versorgungssicherheit, Kosten und Klimaeffekte** im Fokus. So soll der Ausstieg aus der Kohlekraft dazu beitragen, die politischen Klimaschutzziele in Form geringerer jährlicher Emissionen von Treibhausgasen zu erreichen und damit einen Beitrag dazu leisten, die negativen Wirkungen des Klimawandels abzumildern. Gleichwohl gilt es, die Versorgungssicherheit mit Strom weiterhin zu gewährleisten. Dies bedarf nicht nur einer Diskussion darüber, wie Versorgungssicherheit in Form ausreichender Leistung in einem europäischen Verbund zu definieren ist, sondern auch, ob die notwendigen Systemdienstleistungen für die Sicherung der Netzstabilität erbracht werden können. Der sukzessive Kohleausstieg führt zwangsläufig zu einer Abschaltung genehmigter Kraftwerke. Es wird daher geprüft, welche Kosten sich hieraus sowie aus ggf. weiteren Rahmenbedingungen wie z.B. der notwendigen Errichtung von Ersatzanlagen ergeben.

Im Rahmen der Studie werden folgende vier Szenarien mit unterschiedlichen Reduktionszielen für den Stromsektor modelliert:

Dabei bedarf es zunächst eines **Referenzszenarios**. Ausgehend von dessen Ergebnissen werden die analytischen Systemdifferenzkosten gegenüber den anderen Szenarien ermittelt. Als Grundlage hierfür dient der Netzentwicklungsplan (NEP 2015) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Ergänzend finden hier die aktuellen Entwicklungen

⁵ Rd. 90 Mt CO₂-Äquiv. Klimaschutzlücke, abzügl. eines Mindestbeitrags von 62 Mt durch zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen, zuzügl. der 22 Mt Mindestbeitrag des Stromsektors.

⁶ Diese errechnen sich ausgehend von den stromspezifischen Emissionen des Kraftwerkspark von 357 Mt in 1990 (UBA 2014) und damit einem Ziel von 214 Mt in 2020 sowie für 2016 unterstellte Emissionen der Stromerzeugung von 307 Mt (vgl. Ziel-Szenario).

nach der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur Berücksichtigung sowie die eigene Detaillierung der Kohlekraftwerke.

Dem Referenzszenario gegenübergestellt wird ein **Szenario 1 „BMW plus“**, welches auf den ersten Vorschlägen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie beruht. Demnach besteht ein Senkungsbedarf der Emissionsmengen im Kraftwerkspark von 22 bzw. 16,5 Mt CO₂ pro Jahr⁷. Um eine Treibhausgasreduktion von 40 % zu erreichen, bedarf es allerdings weitergehender Maßnahmen in anderen Sektoren. Hierzu hat die Bundesregierung im Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verabschiedet, um die prognostizierte Klimaschutzlücke von rund 90 Mt/a zu schließen. Allerdings werden mit den Maßnahmen lediglich 62 bis 78 Mt/a adressiert, so dass damit die Lücke nicht gänzlich geschlossen werden kann. Diese Lücke wird in Szenario 1 durch zusätzliche Maßnahmen im Kraftwerkspark geschlossen. Daraus ergibt sich ein Reduktionsziel von rund 50 Mt/a bis 2020⁵, wenn der untere Wert von 62 Mt/a als sicher unterstellt wird. Für 2020 ergibt sich somit ein Zielwert von 262 Mt/a, für 2030 ein Zielwert von 200 Mt/a. Hierfür werden Kohlekraftwerke in der Rangfolge ihrer spezifischen Emissionen außer Betrieb genommen, bis die Ziele im Kraftwerkspark erreicht sind. Insofern Kohle-KWK-Anlagen abzuschalten wären, werden diese aufgrund der Primärenergieeinsparung gegenüber einem Heizwerk durch GuD-KWK-Anlagen wärmeseitig ersetzt. Nicht KWK-Anlagen werden nur ersetzt, wenn die Versorgung gefährdet erscheint.

Das **Szenario 2 „Ziel“**, strebt die Erreichung eines 40 % Minderungsziels bis 2020 und von 55 % bis 2030 gegenüber 1990 (357 Mt/a⁸ der Stromerzeugung, ohne Wärmenutzung) an. Ausgehend von etwa 307 Mt/a im Jahr 2016 bedarf es somit einer Senkung um 93 Mt/a auf 214 Mt/a bis 2020 bzw. einer Senkung um 136 Mt/a bis 2030. Insgesamt sinkt die Nettonennleistung des Kraftwerksparks ab. Die verfügbare Leistung ist aber immer zur Deckung der verbleibenden Residuallast ausreichend.

Das **Szenario 3 „Kohleausstieg“** stellt eine Erweiterung von Szenario 2 dar und strebt den Kohleausstieg bereits bis 2040 an, weshalb zusätzliche Kraftwerke vom Netz genommen werden. Dem Ausstieg bis 2040 liegt zugrunde, dass bereits das Ziel-Szenario, wenn die Entwicklung bis 2030 linear fortgeführt wird, nahe an einen Kohleausstieg heranreicht, da die Kraftwerke mit den höchsten spezifischen Emissionen vorrangig abgeschaltet werden. Davon abgesehen wird im politischen und wissenschaftlichen Raum ein Kohleausstieg bis 2040 bereits diskutiert. Unter anderen hat sich auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesregierung im April 2014 für einen Ausstieg bis 2040 ausgesprochen. Die Umsetzung des Ziels resultiert in einer

⁷ 5,5 der 22 Mt/a sollen durch Effizienzmaßnahmen bei Endverbrauchern eingespart werden.

⁸ Quelle: Umweltbundesamt: Climate Change 23/2014

Absenkung der CO₂-Emissionen auf rund 202 Mt/a (2020) bzw. 149 Mt/a (2030) im deutschen Kraftwerkspark.

Tabelle 2 Emissionsminderungsziele der Szenarien innerhalb der Stromwirtschaft

Szenario	Emissionsminderungen in Mt/a bis	
	2020	2030
Referenz	17	52
BMW plus	50	112
Ziel	93	136
Kohleausstieg	107	158

Fokus 1: Versorgungssicherheit

Im Rahmen der Untersuchungen zur Versorgungssicherheit wird geprüft, ob trotz Wegfall einer beträchtlichen Kraftwerkskapazität, die auch Systemdienstleistungen anbietet, die sichere Versorgung mit elektrischer Energie gewährleistet werden kann.

In insgesamt drei Szenarien mit verschiedenen Emissionsminderungszielen auf der Zeitachse werden Kraftwerksblöcke der öffentlichen Versorgung in der Rangfolge ihrer spezifischen Emissionen vom Netz genommen, bis das Minderungsziel erreicht wird.

Die Wahl der spezifischen Emissionen zur Festlegung einer Abschaltreihenfolge ist dadurch begründet, dass das Hauptziel die Senkung der jährlichen Treibhausgase darstellt. Die in anderen Studien verwendete Kennzahl „Alter der Kraftwerke“ spiegelt sich bereits ausreichend in den spezifischen Emissionen wider. Selbst bei umfangreichen Ertüchtigungsmaßnahmen werden nicht die Effizienzstandards neuer Kraftwerke erreicht. Eine weitere plausible Kennzahl wäre die Flexibilität, z.B. in Form einer Mindest-Nennleistung oder von Mindeststillstandszeiten. Ob Anlagen bei gegebenen Rahmenbedingungen des ‚energy-only‘-Marktes abgeschaltet und ob die technischen Leitlinien der Mindeststillstandzeit ausgenutzt werden, sind heute rein betriebswirtschaftliche Fragestellungen. Letztendlich handelt es sich daher um die Frage nach „betriebswirtschaftlicher Flexibilität“, die von Marktpreisen abhängig ist. Um die bestehenden Inflexibilitäten der einzelnen Kraftwerke dennoch innerhalb der Abschaltrelevanz berücksichtigen zu können, wurden diese hier in CO₂-Emissionen übersetzt. Die Herangehensweise wird in der Studie näher beschrieben.

Die so ermittelte Rangfolge (s. Anhang A.1 „Rangliste Kohleausstieg“) wird durch die emissionsträchtigen Braunkohlekraftwerke angeführt, gefolgt von Steinkohle-Kraftwerken.

Tabelle 3 Auszug aus der Rangliste der Kohle-Kraftwerksblöcke

Kraftwerksname	Bundesland	Blockname	Alter des Blocks in 2015 [a]	Energieträger	Netto-Nennleistung [MW _{el}]	Systemrelevanz BNetzA?	Emissionen* [gr CO ₂ /kWh]
Niederaußem	NW	B	52	BK	125,0	nein	1.311
Niederaußem	NW	A	52	BK	125,0	nein	1.311
Neurath	NW	A	43	BK	277,0	nein	1.256
Neurath	NW	B	43	BK	288,0	nein	1.256
Frimmersdorf	NW	Q	45	BK	278,0	nein	1.238
Niederaußem	NW	D	47	BK	297,0	nein	1.231
Niederaußem	NW	C	50	BK	294,0	nein	1.231
Neurath	NW	C	42	BK	292,0	nein	1.211
Frechen/Wachtberg	NW		56	BK	118,0	nein	1.195
Frimmersdorf	NW	P	49	BK	284,0	nein	1.166
Jänschwalde	BB	A	34	BK	465,0	nein	1.163
Jänschwalde	BB	B	33	BK	465,0	nein	1.163
Jänschwalde	BB	D	30	BK	465,0	nein	1.163
Jänschwalde	BB	E	28	BK	465,0	nein	1.163
Jänschwalde	BB	F	26	BK	465,0	nein	1.163
Weisweiler	NW	F	48	BK	304,0	nein	1.161
Weisweiler	NW	E	50	BK	312,0	nein	1.161
Boxberg	SN	P	35	BK	465,0	nein	1.159
Boxberg	SN	N	36	BK	465,0	nein	1.152
KW Herne	NW	Herne 3	49	SK	280,0	nein	1.134
Niederaußem	NW	F	44	BK	299,0	nein	1.134
Niederaußem	NW	E	45	BK	295,0	nein	1.134
Buschhaus	NI	D	30	BK	352,0	nein	1.128
Neurath	NW	E	39	BK	604,0	nein	1.114
Neurath	NW	D	40	BK	607,0	nein	1.109
Niederaußem	NW	H	41	BK	648,0	nein	1.097
Niederaußem	NW	G	41	BK	653,0	nein	1.081
Jänschwalde	BB	C	31	BK	465,0	nein	1.075

* eigene Berechnungen IZES inkl. Berücksichtigung von Inflexibilitäten

Durch den Abgang besagter Kraftwerksleistung und den Zubau an GuD-Kraftwerken als Ersatzanlagen für ausscheidende Kohle-KWK-Anlagen verändert sich der deutsche Kraftwerkspark in der Simulation zum Kohleausstieg bis 2030 wie folgt:

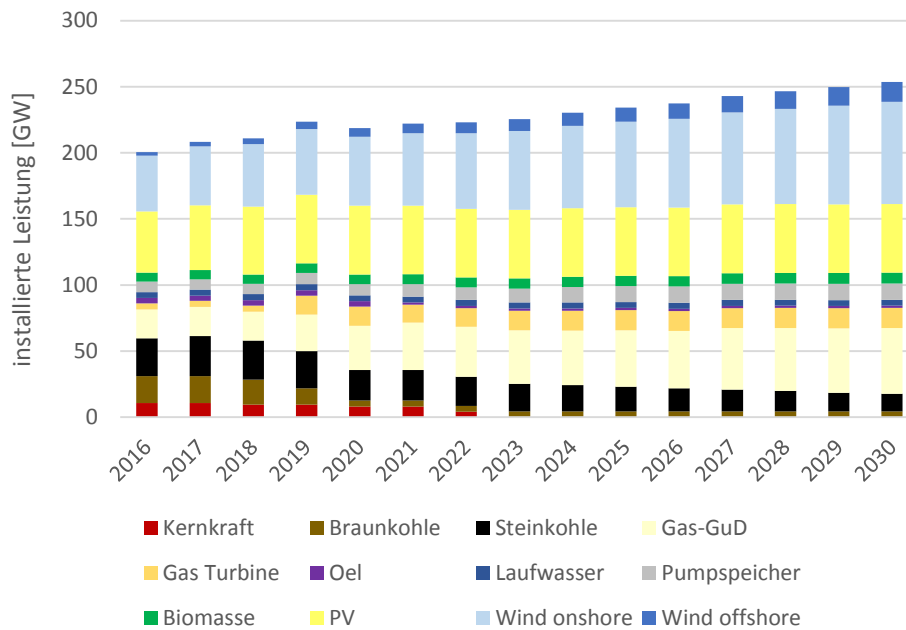


Abbildung 2 Entwicklung der installierten Leistung bis 2030 im deutschen Kraftwerkspark im Kohle-Ausstiegsszenario

In den Szenarien „BMWi plus“ und „Ziel“ variieren die installierten Leistungen bei Kohle und Erdgas entsprechend den jeweiligen Emissionszielen. Während im Ausstiegsszenario zur Zielerreichung 17 GW an Braunkohle- und rd. 8 GW an Steinkohlekapazitäten bis 2020 sowie zusätzliche rd. 10 GW an Steinkohlekapazitäten bis 2030 zurückgebaut werden müssen, sind im Ziel-Szenario zwar die gleiche Menge an Braunkohle, aber bis 2020 lediglich 4,3 GW bzw. bis 2030 insgesamt rd. 8 GW an Steinkohle zurückzubauen. Das „BMWi plus“-Szenario benötigt bis 2020 einen Rückbau von 5,6 GW an Braunkohle und bis 2030 zusätzliche 8,5 GW an Braunkohle sowie 0,15 GW an Steinkohle, um die angestrebten Emissionsminderungsziele zu erreichen.

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erhalten in den Simulationsrechnungen entsprechend den Regelungen des Emissionshandels eine Wärmegutschrift bei den Emissionen. Dennoch müssen zur Erreichung der Emissionsziele in den jeweiligen Szenarien auch Steinkohle-KWK-Anlagen vom Netz genommen werden.

Die Verwertung der Abwärme aus KWK-Anlagen spart Primärenergie ein und unterstützt so den Klimaschutz. Daher werden ausscheidende Kohle-KWK-Anlagen wärme-seitig durch hochflexible Gas-GuD-Anlagen (getrennter Betrieb von Turbine und Dampfeinheit möglich) ersetzt statt durch reine Heizwerke. Den Autoren ist durchaus bewusst, dass weder die jetzigen Marktsignale noch die sich in den Simulationen bis etwa Mitte der 2020er Jahre ergebenden ausreichend Anreize für einen derartigen Zubau senden werden. Die Entwicklung eines entsprechenden Instrumentariums war nicht Gegenstand der Untersuchungen. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass gerade

für den Zubau von KWK mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ein bewährtes Instrument als Kapazitätsmechanismus zur Verfügung steht, welches lediglich zielorientiert anzupassen wäre. Ein Neubau von Kohlekraftwerken wird in den hier betrachteten Szenarien ausgeschlossen. Allerdings werden die aktuell in Planung und Bau befindlichen Anlagen in den Szenarien noch umgesetzt.

Durch die hohe Stromkennzahl von Gas-GuD-Anlagen bleibt auch weiterhin ein hoher Anteil an steuerbaren Erzeugungseinheiten am Netz, was die Versorgungssicherheit unterstützt. Durch einen weiter auszubauenden europäischen Verbund kann der Bedarf an Kapazitäten zur Bereitstellung von Wirkleistung deutlich niedriger liegen, als von den Netzbetreibern aus rein nationaler Sicht berechnet. Für Systemdienstleistungen stehen ausreichend andere technische Möglichkeiten lokal bzw. regional zur Verfügung, wie eine ausführliche Literaturrecherche und Expertenbefragungen ergeben haben (s. Kap. 3.2), so dass durchaus auch hier Kohlekraftwerkskapazitäten rückgebaut werden können.

Die Modellierung des Im- und Exportes erfordert grundsätzlich eine Modellierung des gesamten, europäischen Kraftwerksparks. Diese Daten liegen zwar vor, konnten aber aufgrund des hohen Rechenaufwands im Rahmen des Projekts so nicht eingebunden werden. Um das Exportverhalten dennoch abschätzen zu können, wurde anhand der historischen Marktkopplungsprozesse der EPEX-Spot mithilfe multipler Regression eine Exportfunktion abgeleitet, die den jeweiligen Export bzw. Import anhand des Preises, der Monate, Tage und Stunden, der Temperatur sowie den Brennstoffpreisen bestimmt. Darüber hinaus wird angenommen, dass bei stark negativen Preisen eine Kuppelkapazität von bis zu 15,4 GW⁹ dem Export zur Verfügung steht.

⁹ Bereits unter Berücksichtigung des NordLink-Projekts mit 1,4 GW ab 2020

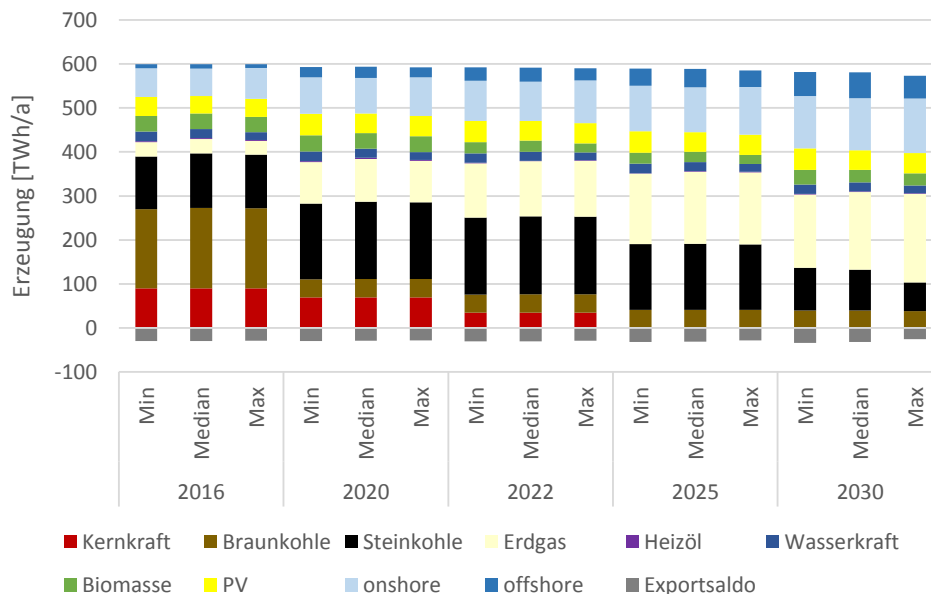


Abbildung 3 Entwicklung der Stromerzeugungsmengen nach Erzeugungsart bis 2030 im Szenario Kohleausstieg, bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad¹⁰

Das sich in den Simulationen ergebende Preisniveau sowie die Entwicklung von Extrempreisen lassen allerdings den Schluss zu, dass kaum zusätzliche Kapazitäten an schaltbaren Lasten zu erwarten sind.

Die **Grenzkosten von Speichern** sind durch die Wirkungsgradverluste geprägt, das Verhältnis zwischen Ein- und Verkaufspreis muss mindestens so groß sein wie der Wirkungsgradverlust von Ein- und Ausspeicherung bzw. vielmehr größer, um auch entsprechende Deckungsbeiträge für die sonstigen Kosten zu erwirtschaften.

Im Rahmen der Einheitspreisauktion des day-ahead-Handels gleichen sich in den Szenarien die Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke an, womit sich die relativen Preisunterschiede vermindern und die Deckungsbeiträge gering ausfallen. In den Szenarien erfolgt dies zum einen durch die Substitution von Kohle durch Erdgas, womit erdgasbetriebene Kraftwerke größtenteils preissetzend sind. Zum anderen mittels der Preispfade durch eine Anhebung der Grenzkosten von Kohlekraftwerken, z.B. durch höhere CO₂-Preise, die zu einem ähnlichen Ergebnis führen. Somit ergeben sich erwartungsgemäß in dem „Ziel“- sowie dem „Kohleausstiegs“-Szenario mit ihrer gegenüber dem „Referenz“- und „BMWi plus“-Szenario hohen Brennstoffsubstitution zunehmend geringere Preisschwankungen. Bei hohen CO₂-Preispfaden nehmen aber auch

¹⁰ Der Ausbau der erneuerbaren Energien folge dem mittleren Ausbaupfad des EEG 2014. Der Zubau bei PV erreicht maximal das Niveau von 52 GW und verharrt dort.

Der minimale Preisfad unterstellt bis 2030 einen jährlichen Durchschnittspreis von 6 €/t CO₂, der mittlere Preisfad steigt von 2020 bis 2030 linear auf 15 €/t CO₂ und der maximale Preisfad im gleichen Zeitraum auf 25 €/t CO₂ an.

die Preisdifferenzen im „Referenz“- oder „BMW plus“-Szenario ab.

Neben den konventionellen Kraftwerken sind im Regime der gleitenden Marktprämie auch dargebotsabhängige erneuerbare Energien (fEE) preissetzend. Ihr Gebotsverhalten orientiert sich am anzulegenden Wert und dem zu erwartenden Marktpreis. Dabei kann der durchschnittliche Marktpreis abzüglich des anzulegenden Werts (EEG-Vergütung) näherungsweise als Mindestgebot angesehen werden. Im Zuge der Degression der EEG-Vergütungen in den kommenden Jahren verringert sich ebenfalls die Differenz zwischen Mindestpreis der EEG-Anlagen und dem Marktpreis über die Zeit. Nicht zu unterschätzen ist zudem der Effekt der 6-Stunden-Regelung (§ 24, Abs. 1 EEG 2014), der die Häufigkeit und Höhe der Preisdifferenzen minimieren soll.

All diese Effekte zielen in einem grenzkostenbasierten Markt darauf ab Preisschwankungen zu minimieren. **Um Speicher oder auch andere Lastmanagement-Optionen wirtschaftlich betreiben zu können, bedarf es allerdings systemischer Inflexibilitäten**, die mit hochflexiblen Kraftwerken kaum noch auftreten und über bestehende Optionen sowie Export ausgeglichen werden können.

Allerdings steigt mit dem stetigen Ausbau von fluktuierenden erneuerbaren Energien auch der Bedarf an viertelstündlichem Ausgleich sowie ggf. Regelleistung. Es ist zu vermuten, dass sich darauf zukünftige Geschäftsmodelle für Speicher konzentrieren werden, ob und wie sich dies jedoch konkret abbilden lässt, ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

Die in den Szenarien ermittelten Preise in stündlicher Auflösung machen zudem deutlich, dass die künftige Verfügbarkeit zusätzlicher Lastmanagementkapazitäten im Central-West-Europe (CWE)-Marktkopplungsgebiet aufgrund der bestehenden Ausgleichseffekte als sehr gering einzuschätzen ist. Als Mindestauslösepreis für zusätzliche Abschaltkapazitäten wird z.B. in r2b (2014) rund 200 €/MWh genannt, ein Preisniveau, das in den Szenarien bis 2030 niemals erreicht wird.

Fokus 2: Kosten

Zur Erreichung der Klimaschutzziele bedarf es nicht nur eines ambitionierten Ausbaus an erneuerbaren Energien, sondern im Stromsektor auch zusätzlich eines Rückbaus oder Ersatz emissionsstarker Kraftwerkskapazitäten. Welchen kostenwirksamen Folgen sich hieraus ergeben, ist ebenfalls Gegenstand der Untersuchungen.

So hat die juristische Prüfung der rechtlichen Rahmenbedingungen ergeben, dass je nach Ausgestaltung des Kohleausstiegs für alte Kraftwerke keine Entschädigungszahlungen geleistet werden müssen und ein derartiger Ausstieg auch konform mit Verfassungs- und EU-Recht ist. Kraftwerke, die ihren Bau auf das BImSchG (2004) zurückführen, könnten allerdings Schadensansprüche geltend machen, sollten sie vor Errei-

chen ihrer Amortisation zur Abschaltung verpflichtet werden. Durch die in den Szenarien steigenden Marktpreise und denen daraus für Kohlekraftwerke entstehenden höheren Deckungsbeiträge verkürzt sich allerdings die Amortisationszeit, so dass auch dann ein Kohleausstieg bis z.B. 2040 erreichbar erscheint, wenn auf Schadensersatzzahlungen verzichtet werden soll.

a) Systemdifferenzkosten

Durch den in den Szenarien unterstellten Ersatz von Steinkohle-KWK-Anlagen durch flexibel einsetzbare GuD-Anlagen entstehen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2015 der Übertragungsnetzbetreiber, der als Referenzentwicklung zugrunde gelegt wurde, zusätzliche Kosten. Im Rahmen einer Differenzkostenberechnung werden diese zusätzlichen Kosten bis zum hier betrachteten Zeithorizont 2030 aufsummiert. Da in den verschiedenen Szenarien sowohl zu verschiedenen Zeiten in Kraftwerke und gegebenenfalls Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen als auch in verschiedene Anlagen investiert wird, sind die Unterschiede in den bewerteten Beständen an Kapitalgütern bedeutend und bedürfen einer Bereinigung des Endbestandes am Ende des Jahres 2030. Dies erfolgt mittels einer linearen Wertverringerung der Investitionsausgaben über die Lebensdauer der betrachteten Anlagen. Im Vergleich der Szenarien verringert dann ein höherer Wert die Differenzkosten. Dadurch werden die nach dem zeitlichen Ende der Szenariorechnung für eine weitere zukünftige Nutzung vorhandenen Investitionsgüter in der Differenzkostenberechnung berücksichtigt.

In Abhängigkeit des gewählten Szenarios und den dabei unterstellten CO₂-Preispfaden ergeben sich bis zum Jahr 2030 gegenüber der Referenz sowohl leichte Kosteneinsparungen von rund 2 Mrd. €, aber durchaus auch zusätzliche Kosten für die Volkswirtschaft im zweistelligen Milliardenbereich von bis zu rund 30 Mrd. €. Der harte Schnitt zum Ende des Jahres 2030 verzerrt jedoch das Bild. Die Preispfade „Max“ und „Median“ zeigen bereits Entwicklungen zu einer Trendumkehr bei den Differenzkosten, so dass ab Mitte der 2030er Jahre mit Kostenvorteilen gegenüber dem Referenzszenario zu rechnen ist. (siehe hierzu auch Abbildung 41, S.123)

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Differenzkosten in den hier betrachteten Szenarien und bei den hier unterstellten Annahmen als Summe über den Betrachtungszeitraum von 2016 bis 2030. Hierin berücksichtigt findet sich die Veränderung der Grenzkosten, zzgl. der Differenz der Investitionsausgaben, abzgl. der Differenz der Nettoexportüberschüsse sowie abzgl. der Differenz des Werts der Endbestände an Kraftwerken Ende 2030.

Tabelle 4 Barwert der Differenz im Gesamtsystem (in Mio.€) zum Zeitpunkt Ende 2030

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario				
Preispfad Min	29.050	23.236	18.831	15.454
Preispfad Median	21.888	17.648	14.447	11.996
Preispfad Max	12.491	10.054	8.256	6.908
Kohleausstieg- minus Referenzszenario				
Preispfad Min	29.918	24.567	20.359	17.019
Preispfad Median	20.101	16.925	14.374	12.307
Preispfad Max	7.131	6.509	5.942	5.427
„BMW plus“- minus Referenzszenario				
Preispfad Min	9.984	8.278	6.933	5.861
Preispfad Median	4.128	3.689	3.312	2.986
Preispfad Max	-2.043	-1.237	-650	-227

Maßgeblich für hohe Differenzkosten sind die höheren Grenzkosten, die aus dem Übergang von Kohle- zu Gasverstromung bei relativ niedrigen CO₂-Preisen resultieren, ergänzt um die Investitionsausgaben, die für diese Substitution erforderlich sind. Die merklich geringeren Betriebskosten können dies nur teilweise kompensieren. Sie reduzieren aber bei hohen CO₂-Preisen (Preispfad „Max“) die Differenzkosten erheblich.

Ein Großteil der Investitionen erfolgt um das Jahr 2020 herum, teils aus bereits heute schon geplanten Kraftwerkskapazitäten. Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt exemplarisch am Beispiel des Ausstiegsszenarios die anfallenden Investitionen nach Brennstoffen und Technologien im Jahr der Inbetriebnahme.

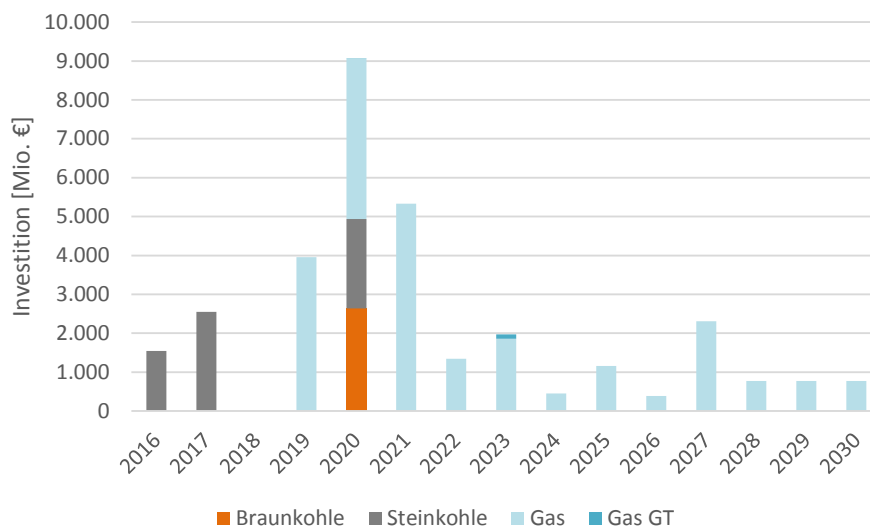


Abbildung 4 Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Szenario Kohleausstieg, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme¹¹

Aufgrund der sehr unsicheren externen Kosten werden diese im Szenariovergleich nicht berücksichtigt. Allein für die CO₂-Emissionen werden die CO₂-Zertifikatspreise angesetzt, was – neben weiteren, die Zertifikatspreise beeinflussenden Faktoren - eine teilweise Berücksichtigung von externen Effekten entspricht. Aber auch ohne eine Gegenrechnung externer Effekte ist bei mittleren und hohen Preispfaden der deutliche Trend zu einer Kostenumkehr festzustellen. Die Variantenrechnungen zeigen deutlich, wie stark hierbei die Wirkung des CO₂-Preises ist. CO₂-Preise auf dem heutigen Niveau von 6 bis 7 €/t CO₂ mindern die Wirtschaftlichkeit klimafreundlicher Stromerzeugung erheblich.

b) Wirkung auf die Strompreise

Mit dem Wechsel von der bisher günstigen Kohle auf das teurere Erdgas steigen wie zu erwarten die Grenzkosten der Stromerzeugung an, was in den Szenarien entsprechend den zu erreichenden Emissionszielen bereits in 2020 zu Jahresdurchschnittspreisen von 46 bis 49 €/MWh führt. In der Niedrigpreisvariante des Kohleausstiegs-szenarios ergibt sich in den Modellrechnungen eine Preisdifferenz von bis zu

¹¹ Bereits weitgediehene Planungen für Stein- und Braunkohlekraftwerke wurden aus dem NEP übernommen, da unterstellt wird, dass bis zu einem Verbot von neuen Kohlekraftwerken die Genehmigungen vorliegen werden. Aufgrund der jüngsten Diskussionen um einen Klimabeitrag der Kraftwerke sind jedoch die Neubauten in 2020 seitens der künftigen Betreiber auf Eis gelegt worden.

27 €/MWh in 2030. In der Hochpreisvariante divergiert der Preis lediglich um 7 €/MWh.

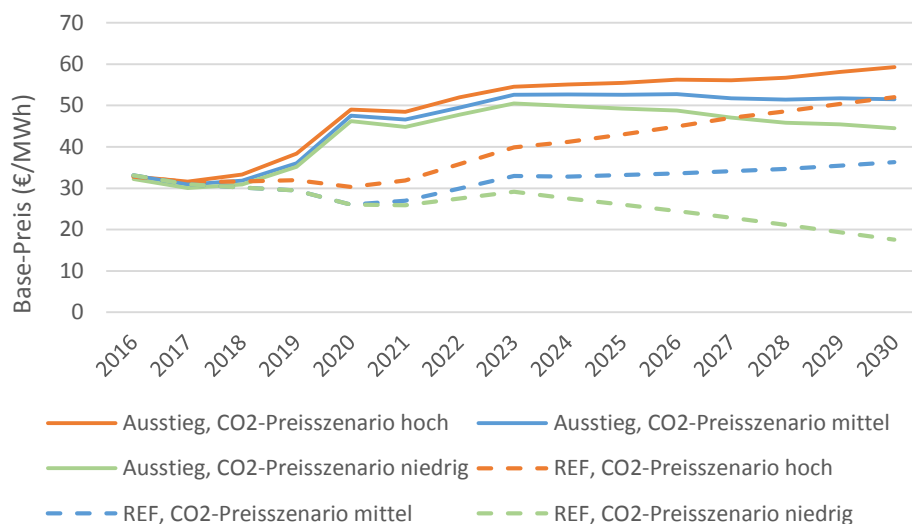


Abbildung 5 Entwicklung der mittleren jährlichen Preise im Kohleausstiegsszenario im Vergleich zu einer möglichen Entwicklung bei einem Kraftwerkspark nach Netzentwicklungsplan 2015 (Stand Januar 2015).

In den Szenarien „BMWi plus“ und „Ziel“ fallen die Differenzen in der Niedrigpreisvariante aufgrund des geringeren Abbaus an Steinkohlekraftwerken bzw. deren Substitution durch GuD-KWK-Anlagen mit rd. 12 €/MWh und rd. 22 €/MWh erwartungsgemäß geringer aus.

Es fällt auf, dass die Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf den Letztverbraucherpreis (über Strombeschaffung und EEG-Umlage) gegenüber dem Referenzszenario stark mit der Entwicklung der CO₂-Preise zusammenhängen. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass sich bei höheren CO₂-Preisen die Grenzkosten von Kohle denen von Gas annähern und somit die Auswirkungen auf den Preis durch einen Ausstieg aus der Kohle weniger stark ins Gewicht fallen.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die zu erwartende Entlastung der EEG-Umlage bis etwa in die Mitte der 2020er Jahre nicht ausreicht, um die Kostensteigerung bei der Stromerzeugung zu kompensieren, es ist somit zunächst mit einer zusätzlichen Belastung der Letztverbraucher zu rechnen. Abbildung 6 zeigt die prozentuale Entwicklung der Strompreise gegenüber dem Referenzszenario in ausgewählten Jahren. Die höheren Strompreise führen zu einer Senkung der Differenzkosten zwischen EEG-Vergütungsanspruch und Marktpreis, woraus sich die abgebildete Absenkung der EEG-Umlage ergibt. Aufgrund des Anteils an EEG-Strom an der Stromerzeugung sowie der sich ergebenden Marktwertfaktoren sinkt die EEG-Umlage anteilig geringer, als die

Marktpreise ansteigen.

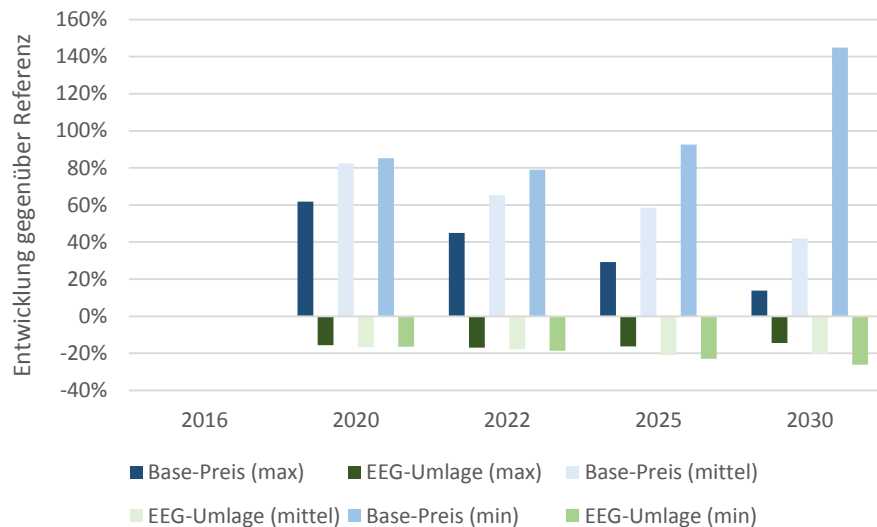


Abbildung 6 Entwicklung von Strompreisen und EEG-Umlage im Kohleausstiegs-Szenario bis 2030 bei Unterstellung verschiedener Preispfade für Emissionsberechtigungen

Für Industrieunternehmen, die ggf. bereits von der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) profitieren, sind ansteigende Kosten zu erwarten. Solange nicht auch in anderen Mitbewerberländern die Strompreise steigen, würde sich dies aus Sicht der Unternehmen nachteilig auf den Standort und damit auf Neuinvestitionen auswirken. Da im Modell der Stromaußenhandel und damit Ausgleichseffekte berücksichtigt wurden, kann unterstellt werden, dass der Kohleausstieg sich auch auf die anderen europäischen Länder, insbesondere den an Deutschland angrenzenden Staaten, auswirkt, und das Preisniveau in Nachbarstaaten mit bisher höheren durchschnittlichen Grenzkosten anhebt.

Fokus 3: CO₂-Emissionen

Werden künftig gezielt große Leistungen an emissionsstarken Kohle-Kraftwerken aus dem Markt genommen, so entfallen Nachfrager, die bereits in der Budgetzuteilung von Emissionsberechtigungen mit berücksichtigt worden waren. Da die Zertifikate ersteigert werden müssen, entstehen keine Mitnahmeeffekte (Windfall-Profits) bei den Kraftwerksbetreibern. Allerdings verursacht der Rückbau der Kohlekraftwerke einen zusätzlichen Überhang an Emissionsberechtigungen, je nach Szenario 50 bis etwa 140 Mt/a. Dieser Überhang besteht in den dem EU-Mitgliedsstaat Deutschland kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen, für die im Falle von Braunkohle- und

Steinkohlekraftwerken nun keine direkte Nachfrage mehr besteht. Würden die überschüssigen Berechtigungen dem Markt zufließen, so würde damit das Überangebot weiter erhöht, das Preisniveau auf niedrigem Niveau stabilisiert oder weiter gesenkt und Effizianzanreize weiter vermindert werden.

Es ist daher **wichtig, dass diese überschüssigen Berechtigungen vom Markt genommen werden**. Aufgrund der Auktionierungsverordnung der EU kann Deutschland allerdings die frei werdenden Zertifikate nicht ohne weiteres löschen. Spätestens ab der 4. Emissionshandelsperiode ab 2020 könnte das Emissionshandels-Cap allerdings entsprechend stärker gesenkt und Deutschland entsprechend weniger Handelsberechtigungen zugeteilt werden, als wenn kein Kohleausstiegsplan verfolgt werden würde. Dann ergäbe sich auf jeden Fall längerfristig ein Klimaschutznutzen.

Juristische Bewertung eines Kohleausstiegs

Die Untersuchung hat gezeigt, dass dem deutschen Gesetzgeber relativ große Spielräume zur Konzipierung gezielter Instrumente zum Kohleausstieg mit dem Ziel der grundlegenden Transformation der Stromversorgung aus Klimaschutzgründen zur Verfügung stehen.

Unter den **direkt wirkenden Instrumenten stellen sich** die rechtlichen Ausgangsbedingungen sowohl **aus der Sicht des Verfassungsrechts als auch aus der Perspektive des EU-Rechts** für diejenigen Optionen **als am günstigsten dar**, die das Transformationsziel klar und offen adressieren: Abschaltzeiten bzw. Restlaufzeiten, anlagenbezogene Reststrommengen oder stufenweise sinkende Einspeisungsbudgets sowie Kontingentvorgaben für Reststrommengen. Hintergrund dessen ist auf der Ebene nationalen Verfassungsrechts, dass die immissionsschutzrechtliche Anlagenehmigung für die Kraftwerke keinen Vertrauensschutz gegenüber Änderungen der energierechtlichen Rahmenbedingungen vermittelt. EU-rechtlich ist entscheidend, dass der AEUV dem Mitgliedstaat ausdrücklich die Aufgabe überlässt, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

Auf die **CO₂-Emissionen bezogene Mengenregelungen** (wie Restemissionen oder Jahresbudgets) bringen das klimapolitisch motivierte, seinem Regelungsinhalt nach jedoch energiewirtschaftliche Transformationsziel weniger gut zum Ausdruck als die auf die Erzeugung oder Einspeisung von Strom bezogenen Optionen. Außerdem ergeben sich zusätzliche Reibungsflächen zur Emissionshandels- und Industrieemissions-RL. Möglichen Bedenken kann zwar mit überzeugenden Argumenten entgegengetreten werden. Es kann aber nicht übersehen werden, dass das **juristische Konfliktpotenzial** als solches **größer** ist.

Die Prüfung für die auf den ersten Blick am nächsten liegenden direkten Instrumente der Vorgabe von anlagenbezogenen CO₂-Grenzwerten (im Sinne von technischen Mindeststandards) sowie Energieeffizienzanforderungen führt hingegen zu einem weniger günstigen Gesamtergebnis. Speziell für CO₂-Grenzwerte stellt sich das Problem, dass die Industrieemissions-RL jedenfalls ihrem Wortlaut nach der Einführung von CO₂-Grenzwerten entgegensteht. Möglicherweise können die Mitgliedstaaten unter Berufung auf die Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV gleichwohl entsprechende Regelungen schaffen. Dafür spricht viel – aus hiesiger Sicht Überwiegendes – , aber es kann nicht als gesichert angenommen werden, so dass ein spezifisches rechtliches Risiko dieser Instrumentenoption bleibt. Außerdem ergeben sich für CO₂-Grenzwerte wie auch für Energieeffizienzanforderungen verfassungsrechtlich höhere Hürden, weil ihnen gegenüber – allerdings erst seit 2004¹² – Vertrauensschutz geltend gemacht werden kann, anders als es bei energierechtlichen Systemänderungen der Fall wäre. Aus funktionaler Sicht kommt schließlich noch hinzu, dass CO₂-Grenzwerte und Energieeffizienzanforderungen weniger zielgenau einsetzbar sind, weil bei ihnen nur begrenzt auf Aspekte wie ein unterschiedliches Betriebsalter oder die konkrete Funktion der einzelnen Anlage im Stromversorgungssystem Rücksicht genommen werden kann.

Entschädigungsansprüche werden durch die erörterten Optionen für direkte Instrumente grundsätzlich nicht ausgelöst. Anders liegt es zum einen bei dem **Sonderfall** der Zuweisung eines Kraftwerks zur **strategischen Reserve**; insoweit besteht ein Anspruch auf angemessene Vergütung. Zum anderen gilt eine Ausnahme für den Fall, dass auf die einzelne Anlage bezogene CO₂-Grenzwerte oder Effizienzstandards festgesetzt werden, sofern diese Instrumente auch auf Anlagen zur Anwendung gebracht werden sollen, die zeitlich nach der Verankerung der Emissionshandelsklausel in § 5 BImSchG (2004) genehmigt oder im Vertrauen auf die geänderte Rechtslage einem sog. Retrofit unterzogen wurden.

Im Übrigen müssen bei allen Instrumenten die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber im Rahmen der Verhältnismäßigkeit berücksichtigt werden. Ein Rechtsanspruch auf Amortisation lässt sich den Grundrechten nicht entnehmen. Grundsätzlich können den Anlagenbetreibern mit Blick auf die höherrangigen Ziele des Klimaschutzes wirtschaftliche Belastungen zugemutet werden. Die auf Grund der Instrumente eintretenden Belastungen müssen sich von der Zielsetzung her dabei allerdings

¹² Von einem Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber auszugehen, insofern die Rechtslage zum Zeitpunkt der maßgebenden Investition so verstanden werden konnte, dass mit entsprechenden Regelungen im Immissionsschutzrecht nicht zu rechnen ist. Mit denen im Jahr 2004 erfolgten Regelungen im BImSchG ist eine derartige Grundlage in Bezug auf Investitionen in neue und bestehende Anlagen („Retrofit“) entstanden. Demgemäß darf bei den dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen keine CO₂-Grenzwerte und keine Energieeffizienzanforderungen aus Vorsorgegründen festgesetzt werden.

auch in ihrer konkreten Ausgestaltung als erforderlich darstellen. Bei sorgfältiger Gesetzesplanung lässt sich das gewährleisten.

Auf der Ebene der näheren Konkretisierung ist außerdem stets der Gleichheitsgrundsatz im Blick zu behalten. Adressatengruppen, Schwellenwerte, Bemessungskriterien und sonstige Differenzierungen müssen sachgerecht zugeschnitten werden. Pauschalierungen und Typisierungen sind dabei grundsätzlich zulässig. Zu denken ist insofern stets daran, dass sich die Ausgestaltung dem Gebot der Folgerichtigkeit entsprechend an den Zielen und Wirkungen der Instrumente im Interesse der hinter ihnen stehenden Motive auszurichten hat.

Mit den indirekt wirkenden Instrumenten finanzieller Art lässt sich nicht vergleichbar zielgenau steuern, der Transformationsprozess aber durchaus wirkungsvoll unterstützen. Ihnen sind durch die Bestimmungen des Finanzverfassungsrechts enge Spielräume gesetzt. Aus dem EU-Recht ergeben sich nur punktuell Restriktionen. Als danach grundsätzlich zulässige Instrumente mit ausgeprägten Steuerungswirkungen konnten trotz der engen Spielräume des Verfassungsrechts identifiziert werden:

- die Anwendung der Energiesteuer auf die (bisher nicht besteuerte) Verwendung von Kohle oder generell von fossilen Heizstoffen zu Zwecken der Stromerzeugung (mit möglichen Differenzierungen zwischen Energiegehalten oder CO₂-Emissionen) sowie
- die Erhebung eines nichtsteuerlichen Geldbetrags, den die Betreiber fossiler Kraftwerke (direkt) an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hätten, und dessen Einnahmen in die EEG-Umlage fließen würden.

Besonders interessant erscheint angesichts der eindeutig positiv geklärten Rechtskonformität und des geringen administrativen Aufwands unter den finanziell ansetzenden Instrumenten die Einführung einer Energiesteuer auf die Stromerzeugung aus Kohle (bzw. fossilen Einsatzstoffen). Mit ihr könnten einem „CO₂-Mindestpreis“ nahekommende Wirkungen erzielt werden.

3 Versorgungssicherheit: Technische Rahmenbedingungen für einen Kohleausstieg

Mit einem Ausstieg aus der Kohle wird über die Jahre eine umfangreiche Kraftwerksleistung vom Netz genommen. Insofern aufgrund von Überkapazitäten auf einen Ersatz der elektrischen Leistung verzichtet werden kann, besteht dennoch die Frage nach den Auswirkungen auf die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit. Es ist daher zu eruieren, inwiefern für notwendige Systemdienstleistung zwangsweise Kraftwerke bereitstehen müssen oder ob stattdessen diese Dienste nicht auch teilweise durch andere technische Einrichtungen wie Phasenschieber, Kondensatoren, Spulen, Speicher oder fluktuierende erneuerbare Energien (fEE) nach technischen Anpassungen bereitgestellt werden können. Inwiefern dabei aufgrund vorherrschender Überkapazitäten gar auf einen Kraftwerksersatz verzichtet werden kann, wird ebenfalls nachfolgend zu diskutieren sein.

3.1 Systemsicherheit: vorzuhaltende Kapazitäten

Deutschland verfügt aktuell über etwa 185 GW an installierter Netto-Einspeiseleistung in das öffentliche Netz. Davon sind rund 80 GW mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, 12 GW an Kernenergie, etwa 10 GW an Fließwasser- und Pumpspeicherkraftwerke, etwa 6,5 GW an Biomasseanlagen und weitere 77 GW an dargebotsabhängiger Erzeugung aus Photovoltaik und Wind. (ÜNB 2014c, S.33) Der maximale Bedarf zur Deckung der inländischen Last wird mit derzeit 84 bis 86 GW abgeschätzt. (ÜNB 2014e, S.16)

In der Diskussion um den Rückbau von Kohlekraft ist demnach auch die Frage zu stellen, wieviel steuerbare Leistung unter Berücksichtigung möglicher Ausfälle, dargebotsabhängiger Verfügbarkeiten und Reserven für Systemdienstleistungen denn zur Deckung der nationalen Last benötigt werden. Hierzu werden nachfolgend verschiedene Herangehensweisen erläutert und das Spektrum aus heutiger Sicht eingeschätzt.

3.1.1 Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber

Die Sicherheit des Stromversorgungssystems, im Sinne einer ausreichend verfügbaren Erzeugungsleistung, wird national durch die ÜNB sowie auch im ENTSO-E Verbund über Leistungsbilanzen dargestellt. „Die Leistungsbilanz stellt eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Energieversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt dar, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen.“ (ÜNB 2014c, S. 5) Die Leistungsbilanz der ÜNB wird gegenwärtig ausschließlich - ergänzt um technisch dem deutschen Stromversorgungssystem zuzuordnende Lasten und Erzeugungseinheiten - auf nationalen Erzeugungseinheiten und Lasten begrenzt.

Die gesetzliche Pflicht der ÜNB zur Erstellung von Berichten zur Leistungsbilanz für ihren Verantwortungsbereich geht aus dem Paragraphen 12 Abs. 4 und 5 des EnWG hervor.

Folgende Abbildung verdeutlicht die grundsätzliche Systematik einer Leistungsbilanz.

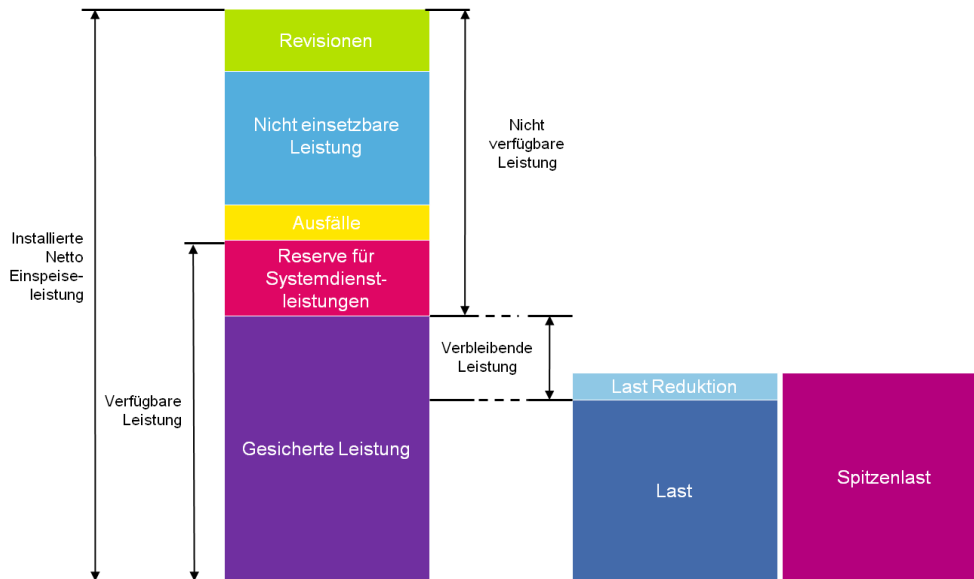


Abbildung 7 Systematik der Leistungsbilanz

Quelle ÜNB 2014c (S. 5) Systematik der Leistungsbilanz

Die installierte Netto-Einspeiseleistung nach Primärenergieträgern beschreibt die Leistung, die von den jeweiligen Erzeugungseinheiten an das Netz abgegeben werden kann, also die Bruttoleistung abzüglich der elektrischen Eigenbedarfsleistung. Revisionen führen zu planbaren nicht zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen. Darüber hinaus existieren Nichtverfügbarkeiten thermischer Anlagen aufgrund technischer Probleme (Ausfälle). Die Rate der nichteinsetzbaren Leistung beschreibt abweichend von der Ausfallrate eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von fehlendem Primärenergieträger bei konventionellen Kraftwerken, fehlenden Genehmigungen, Fernwärmeauskopplungen, Brennstoffen mit niedrigerem Heizwert, fehlender netztechnischen Anschlussleistung und wettersituationsabhängige Nichtverfügbarkeiten bei den dargebotsabhängigen Einspeisungen. Letzter Aspekt reduziert aufgrund der sehr hoch angesetzten Nichtverfügbarkeiten für erneuerbare Energien erheblich deren verfügbare Leistung:

Tabelle 5 Raten der nicht einsetzbaren Leistung innerhalb der Leistungsbilanz der ÜNB

Technologie	Rate der nicht einsetzbaren Leistung
Wind onshore	99 %
Wind offshore	99 %
Photovoltaik	100 %
Biomasse/Biogas	35 %
Sonst. EE	50 %
Laufwasser	75 %
Speicher und Pumpspeicher	20 %

Quelle: ÜNB 2014c, S.33

Die „Reserve für Systemdienstleistungen“ beschreibt letztlich einen Anteil der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung, der zur Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung sowie von Minutenreserveleistung vorgehalten wird.

Die Last zum betrachteten Zeitpunkt beinhaltet die Leistung aller an das Versorgungsnetz (Übertragungsnetz und Verteilnetz) angeschlossenen Kunden sowie die Netzverluste (exklusive des elektrischen Eigenbedarfs konventioneller Kraftwerke sowie der Pumpleistung von PSKW). Die potentielle Menge reduzierbarer Leistung (zur Abschwächung der Belastungssituation des Netzes) wird über die verfügbare Lastreduktion zum betrachteten Zeitpunkt angegeben.

„Die Verbleibende Leistung ist der Wert, der als tendenzielles Bewertungskriterium der Leistungsbilanz verwendet werden kann. Ist dieser Wert positiv, ist tendenziell eher von einer Situation mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ist der Wert negativ, zeigt dies eine tendenzielle Abhängigkeit von Importen.“ (ÜNB 2014c, S. 6 – 14)

Aufgrund von Berechnungen und Erwartungen werden die vorstehenden Größen zum kritischen Versorgungszeitpunkt ermittelt. Laut ENTSO-E repräsentiert der 3. Mittwoch im Januar um 19 Uhr erwartungsgemäß in etwa den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Deutschland. (ÜNB 2014c, S. 6)

In ÜNB 2014c wurden die Leistungsbilanzen für alle vier deutschen Regelzonen einzeln prognostiziert, für die Höchstlast im Dezember 2013 konnte auch auf IST-Datensätze rückgegriffen werden. Die Zahlen für Deutschland ergeben sich als Summe der Werte für die einzelnen Regelzonen.

Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2013 war die verbleibende Leistung mit 37,3 GW deutlich positiv. Dies ist in erster Linie auf die vergleichsweise niedrige Last und die relativ starke Windeinspeisung zu diesem Zeitpunkt zurückzuführen. Aufgrund der hohen Rate der nicht einsetzbaren Leistung an Windenergie fällt die simulierte Prognose der verbleibenden Leistung für das Jahr 2013 deutlich geringer aus. (ÜNB 2014c, S.

27) Für die Folgejahre (2014-2017) ist eine verbleibende Leistung im Bereich von 8 bis 10 GW zu erwarten.

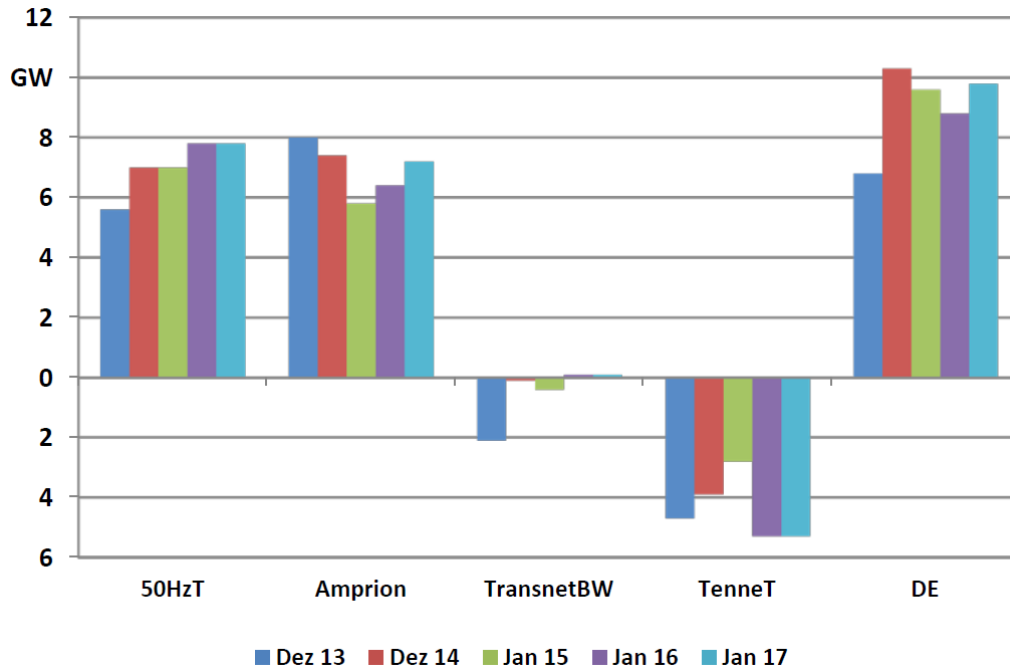


Abbildung 8 Verbleibende Leistung ohne Berücksichtigung von Kraftwerken im Ausland¹³
 Quelle: ÜNB 2014c (S. 28)

In folgender Tabelle sind die wesentlichen Herleitungsgrößen vorstehender Abbildung aufgeführt.

¹³ Für das Jahr 2014 bezieht sich die Prognose auf den 3. Mittwoch im Dezember um 19.00 Uhr, da der Referenztag im Januar bereits in der Vergangenheit liegt.

Tabelle 6 Grunddaten der Leistungsbilanz Deutschland

Jahr	2013	2013	2014	2015	2016	2017
	Jahres- höchstlast DE	Referenz- tag	Referenz- tag	Referenz- tag	Referenz- tag	Referenz- tag
Datum	05.12.2013	05.12.2013	17.12.2014	21.01.2015	22.01.2016	18.01.2017
Zeitpunkt	17:45	17:45	19:00	19:00	19:00	19:00
Netto-Einspeiseleistung	178,6 GW	178,6 GW	186,1 GW	186,3 GW	191,4 GW	197,8 GW
Revision	2,8 GW	2,8 GW	1,2 GW	1,4 GW	1,4 GW	1,4 GW
Ausfälle	0,9 GW	4,5 GW	4,6 GW	4,5 GW	4,5 GW	4,5 GW
Verfügbare leistung	121,4 GW	93 GW	95,8 GW	95,2 GW	94,4 GW	95,3 GW
Reserve Systemdienstl.	5,1 GW	5,1 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW
Gesicherte Leistung	116,3 GW	87,9 GW	91,1 GW	90,4 GW	89,6 GW	90,5 GW
Last zum Referenzzeit- punkt	79,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW	81,8 GW
Verfügbare Lastreduktion	0,8 GW	0,8 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW	4,8 GW
Verbleibende Leistung	37,3 GW	6,9 GW	10,3 GW	9,6 GW	8,8 GW	9,8 GW
Verbleibende Leistung inkl. KW im Ausland	39,6 KW	9,3 GW	12,7 GW	12,2 GW	11,4 GW	12,3 GW

Quelle Eigene Tabelle auf Datenbasis ÜNB 2014c (S. 33) Datenblatt der Leistungsbilanz Gesamtdeutschland

3.1.2 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Das Grünbuch (BMWi 2014) stellt heraus, dass der statische Ansatz nationaler Leistungsbilanzen mit dem real existierenden Strombinnenmarkt wenig kompatibel und daher überarbeitungsbedürftig ist. Ebenso ist in diesem Kontext die wachsende Bedeutung dargebotsabhängiger Erzeugung zu berücksichtigen. Aufgrund großräumiger (geographischer) Ausgleichseffekte bei den Höchstlasten und dem Beitrag der EE zur gesicherten Leistung besteht im europäischen Binnenmarkt grundsätzlich ein geringerer Bedarf an Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speichern.

Es wurde erkannt, dass in einem europäischen Strombinnenmarkt gemeinsame Monitoringkonzepte nötig sind, nicht zuletzt aus Gründen der Kosteneffizienz. Außer dem „SOAF-Bericht“ der ENTSO-E bestehen jedoch gegenwärtig kaum grenzüberschreitende Herangehensweisen. (BMWi 2014, S. 34, 35)

3.1.3 Leistungsbilanz des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber

Die EU-Gesetzgebung fordert die ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) dazu auf, die mittel bis langfristige europäische Ausstattung mit Erzeugung (zur Deckung des Verbrauchs) zu bewerten. Zur Einordnung der Versorgungssicherheit im ENTSO-E Verbund veröffentlicht die ENTSO-E daher regelmäßig einen Bericht: „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ (SOAF-Bericht).

Die Systematik der Leistungsbilanz nach ENTSO-E ähnelt derer der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

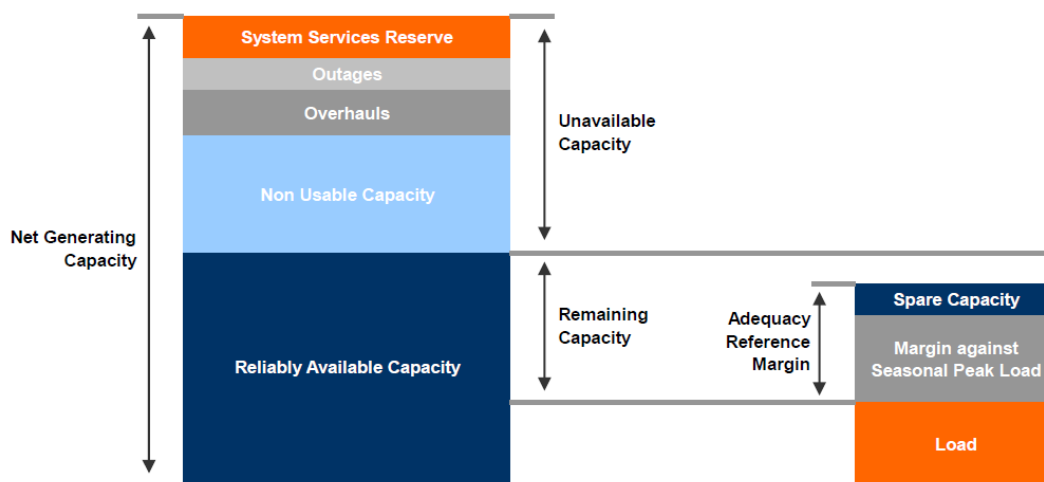


Abbildung 9 Schematische Beschreibung der Leistungsbilanz nach ENTSO-E
 Quelle ENTSO-E 2014 (S. 136)

Im Folgenden sollen einige Aspekte dieser Berechnung dargestellt sowie Begriffe erläutert werden.

Margin against seasonal peak load: Dies ist die Differenz zwischen der Last zu den Referenzzeitpunkten und der Höchstlast über die Jahreszeiten (Sommer oder Winter), die durch den Referenzpunkt vertreten werden. Sie dient dazu, die Ergebnisse des einzelnen Referenzpunktes auf die gesamte betrachtete Periode/Jahreszeit auszuweiten. (ENTSO-E 2014, S. 140)

Die Spare-Capacity stellt eine Leistung dar, die zusätzlich zu den Systemdienstleistungen (System Service Reserve) und den Margin against seasonal peak load für unvorhersehbare Extremsituationen berücksichtigt werden muss. (ENTSO-E 2014, S. 141)

In folgender Darstellung werden in einer Prognose bis zum Jahr 2025 in zwei Szenarien (ScA: konservatives Szenario sowie ScB: wahrscheinlichsten Szenario) für den ENTSO-E-Verbund die RC (Remaining Capacity = Reliable Available Capacity – load) sowie die ARM (Adequacy Reference Margin) gegenübergestellt.

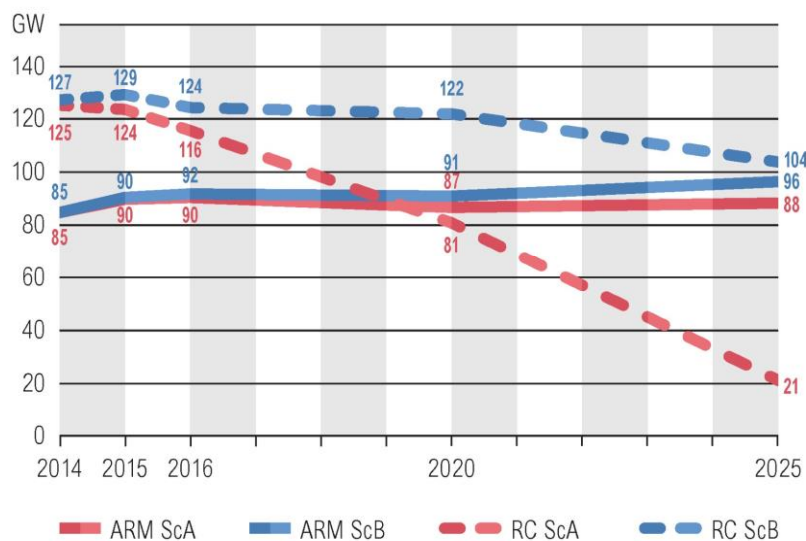


Abbildung 10 ENTSO-E RC and ARM comparison, Scenarios A&B, January 7 p.m.

Quelle: ENTSOE 2014 (S. 10)

Die ARM eines Landes entspricht der Summe der Spare Capacity sowie der Margin against seasonal peak load. Der ARM einer Gruppe von Ländern oder des gesamten ENTSO-E Verbundes ergibt sich aus der Summe zweier Terme:

1. Die Summe aller nationalen Margin against seasonal peak load. Da die Höchstlasten nicht in allen Ländern gleichzeitig auftreten, überschätzt diese Summe die Margin against seasonal peak load der Ländergruppe.
2. Der zweite Term ist die Spare Capacity der Ländergruppe, die von der Summe der nationalen Werte abweichen kann. (ENTSO-E 2014, S. 144)

Reference Points: Referenzpunkte sind die (potenziell kritischen) Daten und Zeiten, zu denen Werte erhoben wurden. Im SOAF-Bericht wurden zwei Reference points festgelegt:

- Der dritte Mittwoch des Januars in der neunzehnten Stunde (von 18:00 CET bis 19:00 CET)

- Der dritte Mittwoch des Julis in der elften Stunde (von 10:00 CEST bis 11:00 CEST)

Die relevanten Kennziffern (Szenario B) für die nationale Betrachtung Deutschlands sind in folgender Tabelle abgetragen. Trotz heutiger Überkapazität wird für das Jahr 2025 eine mögliche, geringe Unterdeckung sichtbar.

Tabelle 7 Übersicht Kennziffern Versorgungssicherheit Deutschland nach ENTSO-E

Deutschland (Januar)	2014		2015		2016		2020		2025	
National Power Data	19:00	11:00	19:00	11:00	19:00	11:00	19:00	11:00	19:00	11:00
Reliable Available Capacity	95,46	86,29	92,42	83,54	90,42	81,82	89,14	81,45	80,32	73,96
Load	87,65	79,40	87,65	79,40	87,65	79,40	87,65	79,40	87,65	79,40
Load Management	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Remaining Capacity	8,61	7,69	5,57	4,94	3,57	3,22	2,29	2,85	-6,53	-4,64
Spare Capacity	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margin Against Seasonal Peak Load	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Adequacy Reference Margin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Quelle: ENTSO-E 2014 (Datenanhang)

Auf Grundlage der verfügbaren Daten können auch regionale Analysen angestellt werden. Das Ziel dieser Analysen ist es, den Beitrag von Stromaußenhandel zur gemeinsamen Lastdeckung von Ländergruppen zu berücksichtigen und Probleme auf gesamteuropäischer Ebene durch einen Mangel an verfügbarer Kapazität aufzuzeigen. Hierzu wird jedoch weder eine Marktsimulation noch ein Netzsimulationsmodell herangezogen. (ENTSO-E 2014, S. 86)

Zudem sollte hinsichtlich der Interpretation der Ergebnisse folgende Einschränkung zwingend beachtet werden: Die Wirtschaftlichkeit bestehender und geplanter Kraftwerke (zur Sicherstellung eines angemessenen Niveaus an Versorgungssicherheit) bedarf ausführlicher Diskussion bezüglich des Marktdesigns sowie der Regulierung. Diese Aspekte werden jedoch in der Methodik des ENTSO-E-Berichts nicht berücksichtigt. (ENTSO-E 2014, S. 133)

3.1.4 Europäischer Ansatz nach Consentec et al.

Die Bewertung von Versorgungssicherheit basiert in vielen europäischen Ländern zurzeit auf überwiegend deterministischen Ansätzen (Leistungsbilanz für den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast mit vorwiegend deterministischen Kraftwerksverfügbarkeiten) und einer isolierten, nationalen Betrachtung. (Consentec et al. 2015, S. 5) Eine nationale Betrachtung

mit deterministischen Ansätzen war für die in der Vergangenheit weitgehend ausbalancierten nationalen (Monopol-)Systeme (auf Basis konventioneller thermischer und hydrothermischer Erzeugung) grundsätzlich vertretbar. (Consentec et al. 2015, S. 16) Alle gegenwärtigen Untersuchungen – ob national oder vereinfacht regional – sind Analysen von einzelnen Extremsituationen, basierend auf Erwartungswerten für zwei „kritische“ Stunden (Spitzenlaststunde im Winter und Sommer) pro betrachtetem Jahr. (Consentec et al. 2015, S. 7) Länderübergreifende Ansätze, die zudem auch der gestiegenen Bedeutung des probabilistischen Charakters von Versorgungssicherheit und der Einspeisung der erneuerbaren Energien gerecht werden, sind bislang in der Praxis noch nicht ausreichend etabliert. (Consentec et al. 2015, S. v)

Ziel der Untersuchungen in Consentec et al. 2015 war es, die Relevanz des länderübergreifenden Stromaustauschs anhand der vorhandenen Ausgleichseffekte und die Notwendigkeit des länderübergreifenden Monitoring von Versorgungssicherheit darzustellen sowie eine geeignete Monitoringmethodik zu entwickeln und anzuwenden. (Consentec et al. 2015, S. 3)

Für das Monitoring und die Bewertung von Versorgungssicherheit werden zwei neue Kenngrößen herangezogen:

1. Lastausgleichswahrscheinlichkeit (engl. Load Balancing Probability, LBP): Sie beschreibt, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Last unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und nutzbarer Lastmanagement-Potenziale ohne weitere Maßnahmen vollständig gedeckt werden kann (d. h. ein Ausgleich zwischen Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last möglich ist).
2. Versorgungswahrscheinlichkeit (engl. Probability of Energy Served, PES): Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauchs, der unter Berücksichtigung der verfügbaren Erzeugung und nutzbarer Lastmanagement-Potenziale ohne weitere Maßnahmen gedeckt werden kann. (Consentec et al. 2015, S. 13-15)

Für die Bewertung von Versorgungssicherheit im heutigen europäischen Strommarkt sind sowohl stochastische Abhängigkeiten zwischen Eingangsgrößen (z.B. zwischen der Last und der PV) als auch Übertragungsbeschränkungen der Grenzkuppelkapazitäten relevant. Auch Zeitkopplungen können bei hydraulischen (Pump-) Speicherkraftwerke nicht vernachlässigt werden. (Consentec et al. 2015, S. 30) Die in Consentec et al. 2015 entwickelte Methode ermittelt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit auf Basis einer stochastischen, grenzüberschreitenden, zeitkoppelnden Simulation des Ausgleichs zwischen der Erzeugung und dem kurzfristig preisunelastischen Anteil der Last. (Consentec et al. 2015, S. v)

Für die Versorgungssicherheit ist insbesondere der Einfluss der EE-Einspeisung auf die residuale Jahreshöchstlast interessant. Diese wird im Rahmen dieser Analyse als die höchste Last des Jahres definiert, welche durch die verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Stromimporte und die Nutzung von Lastmanagement gedeckt werden muss. (Consentec et al. 2015, S. 36)

Eingangsdaten

Die unterstellte Entwicklung der EE-Kapazitäten sowie die Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs für die Jahre 2015, 2020 und 2025 basieren auf Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E. (Consentec et al. 2015, S. 26) ENTSO-E Verbraucherlastdaten in stündlicher Auflösung für die historischen Jahre 2010, 2011 und 2012 wurden zudem mittels der Jahreshöchstlasten des Szenario B des SOAF 2014-2030 von ENTSO-E skaliert (Consentec et al. 2015, S. 21)

Einschränkend wird angeführt, dass konkrete Aussagen über die Entwicklung der Versorgungssicherheit bestenfalls nur für eine kürzere Frist, d. h. etwa für den Zeitbereich der kommenden drei bis vier Jahre, abgeleitet werden können. (Consentec et al. 2015, S. 33) Begründet wird dies mit den statischen Prognosen (d. h. der direkten Vorgabe einer statisch prognostizierten Kapazitätsentwicklung ohne Berücksichtigung dynamischer Anpassungsprozesse am Strommarkt).

Analyseergebnisse

Die Analysen zeigen, dass erhebliche überregionale Ausgleichseffekte bei Last und EE-Erzeugung vorliegen und dass sich diese durch den weiteren EE-Ausbau bis 2025 vergrößern. In der Praxis können diese Ausgleichseffekte im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten genutzt werden. (Consentec et al. 2015, S. 35) Die gemeinsame Jahreshöchstlast ist um 9 GW 2015 und um 10 GW 2025 niedriger als die Summe der einzelnen Jahreshöchstlasten. Im Falle der residualen Jahreshöchstlasten ergeben sich deutlich höhere Ausgleichseffekte von 11 GW in 2015 und 20 GW in 2025. (Consentec et al. 2015, S. 27)

Folgende Berechnungen zur Lastausgleichswahrscheinlichkeit berücksichtigen diese Beschränkungen durch die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Die Lastausgleichswahrscheinlichkeit als Kenngröße für das Monitoring und die Bewertung der Versorgungssicherheit wird für die Stichjahre 2015, 2020 und 2025 für die Region bestehend aus Deutschland und seinen räumlichen und „elektrischen“ Nachbarländern, insgesamt 13 Länder, ermittelt. Für die Stichjahre 2015 und 2020 ergibt sich eine rechnerische Lastausgleichswahrscheinlichkeit für alle betrachteten Länder von 100 %. (Consentec et al. 2015, S. 41) Im Betrachtungsjahr 2025 kommt es einzig in zwei Ländern (Belgien und Frankreich) zu Situationen, in denen teilweise kein Lastausgleich möglich ist. Aufgrund der nur marginalen Ergebnisunterschiede in diesen Ländern kann jedoch nicht von einem abweichenden Versorgungssicherheitsniveau ausgegangen werden (Consentec et al. 2015, S. 42)

In Deutschland und seinen räumlichen und elektrischen Nachbarländern können Last und Erzeugung unter den „best-guess“-Prognosen von ENTSO-E zur Last- und Erzeugungsentwicklung bis zum Jahr 2025 durchweg mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit von nahezu 100 % jederzeit ausgeglichen werden. (Consentec et al. 2015, S. iii)

Der länderübergreifende Stromaustausch nutzt allen beteiligten Ländern: Insbesondere

durch Portfolio- bzw. Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Last und Kraftwerksverfügbarkeiten, deren Erschließung und Ausnutzung ein zentrales Ziel des europäischen Binnenmarkts ist, kann Versorgungssicherheit zu geringeren Kosten und damit effizienter erreicht werden. (Consentec et al. 2015, S. iv)

3.1.5 Fazit

Die bisher geltende „n-1“-Regelung erfordert eine ausreichende nationale Abdeckung. Eine Ausweitung des Betrachtungsraums über die nationalen Grenzen hinaus eröffnet dagegen eine bessere Ausnutzung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und unterstützt damit die klimapolitischen Ziele der Europäischen Union. Durch Market-Coupling wird dies in den bestehenden Strommärkten Europas bereits umgesetzt. In einer derart erweiterten Systemgrenze werden Überkapazitäten identifiziert, über deren weiteren Bedarf es zu diskutieren gilt.

Die Simulationen von Consentec et al. 2015 zeigen, dass aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen Deutschland und seinen benachbarten Ländern Wirkleistung zurückgebaut werden könnte. Allerdings ist die Wirkleistung nur ein Aspekt der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus bleibt zu untersuchen, welche anderen Systemdienstleistungen benötigt werden und inwiefern Kohlekraftwerke hierbei eine Rolle spielen.

3.2 Systemrelevanz – Optionen für Systemdienstleistungen

„Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Anschlussnehmer/Anschlussnutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- System-/Betriebsführung“ (VDN 2007)

Entsprechend vorstehender Definition werden Systemdienstleistungen meist aus der Perspektive der Netzbetreiber betrachtet. Ihre Bereitstellung erfolgt durch:

- intrinsische oder vertragliche / gesetzliche Anforderungen an Erzeuger und Verbraucher
- die Betriebsführung bzw. den Einsatz der Netzbetriebsmittel durch die Netzbetreiber
- die Beschaffung externer Dienstleistungen. (dena 2014b, S. 3)

Das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet in §13 EnWG die ÜNB zur Wahrnehmung der Systemverantwortung. Für die Umsetzung dieser Systemverantwortung haben die ÜNB ein gemeinsames Verständnis entwickelt:

- „Die Sicherstellung des Leistungsgleichgewichtes in Folge von Bilanzkreisabweichungen obliegt ausschließlich dem ÜNB für seine Regelzone.
- Die Verantwortung der Netzbetreiber für die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte und der Betriebsmittelbelastung hat jeder Netzbetreiber in dem von ihm betrieblich geführten Netz.
- Die Umsetzung aller erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Übertragungsnetz.“ (VDN 2007)

Aufgrund der Kopplung des deutschen Stromversorgungssystems mit dem europäischen Verbundnetz ist zu beachten, dass (insbesondere perspektivisch) verbindliche Vorgaben aus dem EU-Recht an Bedeutung gewinnen werden. Mit dem dritten Energiepaket der Europäischen Union wurde die Kooperation der Energieregulatoren (ACER) sowie je ein Verband für die Übertragungsnetzbetreiber im Strom- und Gasbereich eingeführt (ENTSO-E, ENTSO-G). ACER wurde mit der Entwicklung von Framework Guidelines beauftragt, auf deren Grundlage die ENTSO-E sogenannte Network Codes erarbeitet. Diese Codes definieren eine Vielzahl an Regelungen für das Stromnetz unter anderem in den Bereichen Netzbetrieb, Netzanschluss, Engpassmanagement und Regelenergie. Mit dem Ziel, Regeln für die Entwicklung, Implementierung und den Betrieb eines europaweiten Balancing Marktes (u.a. zur Beschaffung von Regelenergie-Reserven, Vergabe und Verwendung von grenzüberschreitenden Kapazitäten für Regelenergie¹⁴, der Teilnahme von Lastmanagement, Stromspeichern und erneuerbaren Energien etc.) zu definieren, wird derzeit etwa der ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing forciert.

Die gegenwärtig primär durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellten Systemdienstleistungsprodukte/ -maßnahmen sind: Momentanreserve, Regelenergie, Blindleistung/ Spannungsregelung und Kurzschlussleistung. (dena 2014b, S. 4)

Aktuelle wissenschaftliche Publikationen widmen sich den Systemdienstleistungen unter Leitfragen zur zunehmenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien oder dem Bedarf an konventioneller Erzeugung (Mindesterzeugung) im Kontext des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien an der Lastdeckung. Hierbei werden auch Effekte diskutiert, dass etwa ab-

¹⁴ Zur Wahrung der Systemstabilität (bei einer Störung) werden jedoch auch künftig Kernanteile stets lokal ausgeschrieben werden müssen.

hängig von der Prognosegüte höhere Einspeisungen aus fEE den Regelleistungsbedarf erhöhen und somit eine zusätzliche Erhöhung der konventionellen Sockellast notwendig machen könnten (vgl. Fraunhofer IWES 2014). In Götz P. et al. 2014 (S. 36 f, S. 3) wird im Gegenzug in einem Szenario mit einer Verbesserung der Prognosegüte (ggf. in Kombination mit einer Veränderung der Marktbedingungen durch verkürzte Ausschreibungs- und Bereitstellungszeiträume) ein eher noch sinkender Bedarf an Regelleistung erwartet, der durch thermische Kraftwerken zu decken ist. Im Fokus des Forschungsprojekts Kombikraftwerk 2 steht eine Simulation eines vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems.¹⁵ Hierbei zeigen die Berechnungen, dass eine derartige Stromversorgung ohne Abstriche bei der Versorgungsqualität bei entsprechenden Systemanpassungen möglich ist (AEE 2013).

Eine Vielzahl aktuell diskutierter Themen wie die Verletzung des Spannungsbandes im Niederspannungsnetz durch die Einspeisung von PV-Anlagen¹⁶ oder der Kurzschlussstrombeitrag von EE-Anlagen adressieren die nachgelagerten Netzebenen und sind für die vorliegende Betrachtung des Höchstspannungsnetzes zunächst von geringerer Bedeutung. Gleichwohl ist zu beachten, dass auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem unterlagerten Netz für das Höchstspannungsnetz perspektivisch in Betracht gezogen wird. In erster Linie stellt sich dabei die Frage der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz aus der direkt nachgelagerten Hochspannungsebene.

Aufgrund der Komplexität können im Folgenden nicht alle Systemdienstleistungsprodukte/-maßnahmen eingehend erläutert werden. Aus den vier Systemdienstleistungskategorien werden jeweils die Produkte/Maßnahmen tiefer gehend dargestellt, welche mitunter durch konventionelle, primär kohlegefeuerte Kraftwerke erbracht werden. Dabei können unter Umständen gewisse Maßnahmen auch mehreren Systemdienstleistungskategorien zugeordnet werden.¹⁷

¹⁵ Anteile am Strombedarf: Windenergie 60 %, Photovoltaik 20 %, Bioenergie und Sonstiges jeweils 10 %

¹⁶ Der Ausgleich von Spannungsproblemen im Verteilnetz (durch blindleistungsfähige PV-Wechselrichter oder regelbare Ortsnetztransformatoren) ist ein wichtiges Einsatzgebiet der Bereitstellung von Blindleistung neben den Anwendungsfeldern Deckung des Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes und der lokalen Kompensation von induktiven (kapazitiven) Verbrauchern.

¹⁷ Ein Beispiel hierfür sind Redispatch-Maßnahmen, also von den ÜNB beauftragte Eingriffe in den Wirkleistungsfahrplan von Kraftwerken, die nicht nur aufgrund von Netzengpässen sondern auch aufgrund von Spannungsproblemen notwendig werden können (strom- bzw. spannungsbedingter Redispatch).

Die Bestandsaufnahme, Analyse sowie Ansätze einer künftigen Erbringung von Systemdienstleistungen sollen sich dabei an folgenden Leitfragen orientieren:

- Welchen Zweck verfolgt die jeweilige Maßnahme?
- Ist die Erbringung einer Systemdienstleistung für Erzeuger verpflichtend (z.B. nach TransmissionCode, EnWG, StromNZV...) oder optional?
- Muss die jeweilige Systemdienstleistungsmaßnahme lokal/regional erbracht werden? Welche Regionen sind in Deutschland als besonders kritisch anzusehen?
- Welche Erzeugertypen (bis hin zu welchem Kraftwerksblock) stellen diese Systemdienstleistung heute zur Verfügung? Welche technischen Einheiten könnten die Systemdienstleistung perspektivisch bereitstellen?¹⁸

Aufgrund des Recherche-/Ergebnisumfangs können nicht alle Aspekte in den folgenden Abschnitten angeführt werden. Ergänzende Informationen finden sich jedoch im Anhang.

3.2.1 Frequenzhaltung

3.2.1.1 Sicherherstellung Systembilanz / Frequenzhaltung (Regelenergie)

3.2.1.1.1 Status Quo

Zur Sicherstellung der Systembilanz müssen sich zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Nachfrage/Verbrauch die Waage halten. Ungleichgewichte wirken sich auf die Netzfrequenz aus, welche zwingend in einem engen Band um 50 Hz gehalten werden muss¹⁹, da ansonsten ab 49 Hz die automatische Frequenzentlastung aktiviert wird (unselektiver, unterfrequenter Lastabwurf von ganzen Verteilnetzsegmenten). Bei Unterschreiten von 47,5 Hz würde ferner die Trennung aller Kraftwerke vom Netz als eine Art Ultima Ratio Anwendung finden, die durch Netzfrequenzregelung vermieden werden soll.

Sämtliche Bilanzkreisverantwortliche (Lieferanten, Netzbetreiber, Erzeuger etc.) sind angehalten, bereits vor Ende der Fahrplananmeldung eine Ausgeglichenheit ihrer Bilanz zu erreichen. Während des normalen Betriebszustandes greift dabei der wirt-

¹⁸ Eine Erbringung von Systemdienstleistungen aus dem Bahnstromnetz für die öffentliche Versorgung wird zudem als Exkurs im Anhang diskutiert.

¹⁹ Bei einer größeren Abweichung von der Netznennfrequenz von 50 Hz kann eine Beschädigung von Generatorsturbinensträngen in Erzeugungsanlagen infolge von Schwingungen auftreten (dena 2014, S. 33), die es zu verhindern gilt.

schaftliche Anreiz zur Vermeidung von Ausgleichsenergie, da diese für den Bilanzkreisverantwortlichen ein wirtschaftliches Risiko darstellt.²⁰ Die Bilanzierungsregeln sehen hierfür eine Zeitperiode von je 15 Minuten vor. Lastbewegungen innerhalb dieser Periode können durch Handelsprodukte gegenwärtig nicht abgedeckt werden. Unerwartete Abweichungen in der Wirkleistungsbilanz (Mehrverbrauch von Kunden, Kraftwerksausfall o.ä.) werden innerhalb von Sekunden durch rotierende Massen (siehe 3.2.1.2), und das Selbstregelkonzept der Primärregelung und darauffolgend durch den ÜNB mit Sekundärregelung und Minutenreserve ausgeglichen. Eine Bilanzkreisverletzung wird mit Ausgleichsenergie abgerechnet, dem Pendant zum Arbeitspreis der eingesetzten Regelleistung. Der Umfang für die Vorhaltung von Regelleistung ist dabei ebenso wie das Ausschreibeverfahren durch Vorgaben der BNetzA klar geregelt. Die heutige Erbringung von Regelleistung erfolgt vornehmlich durch konventionelle thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.

Vorhaltung und Regelenenergiemarkt

Die Primärregelfähigkeit ist eine Voraussetzung des Transmission Codes zum Netzanschluss für alle Kraftwerke mit einer Leistung größer 100 MW elektrisch. Die Bereitstellung/Vermarktung von Primär-, Sekundär- und Minutenregelleistung ist in Deutschland optional und erfordert eine Präqualifikation durch den ÜNB der jeweiligen Regelzone des potentiellen Anbieters.

Die vorzuhaltende Primärregelleistung (PRL) wird europaweit durch Vorgaben der ENTSO-E festgelegt. Bemessungsrelevant ist hierbei der zeitgleiche Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke (derzeit rund 3.000 MW). Entsprechend der nationalen Erzeugungskapazitäten wird diese Leistung auf die einzelnen Länder aufgeteilt, auf Deutschland entfallen etwa 600 MW. Die Bestimmung des Bedarfs an Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MRL) in Deutschland erfolgt hingegen vierteljährlich auf Basis der vier zurückliegenden Quartale durch die ÜNB mittels einer probabilistischen Rechnung. Die wesentlichen Einflussgrößen sind dabei: Kraftwerksausfälle, Lastrauschen, Fahrplansprünge und Prognosefehler. (ÜNB 2014b)

3.2.1.1.2 Zukünftige/alternative Erbringung

Potenziale einer alternativen Bereitstellung von Regelenenergie werden primär in fernsteuerbaren Wind- und PV-Anlagen, kleineren thermischen Erzeugungsanlagen (z.B.

²⁰ Nach Expertenschätzungen (in Götz P. 2014, S. 37) wird gegenwärtig noch von einer aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung (z.B. im Sinne eines kurzfristigen Ausgleichs am Intraday-Handel) abgesehen, da die Ausgleichspreise für Bilanzkreisabweichungen in vielen Fällen keine ausreichende Pönale darstellen. Da Ausgleichsenergiepreise erst ex post aus dem Arbeitspreis der abgerufenen Regelleistung errechnet werden und Bilanzkreisüberdeckungen im Falle negativer Ausgleichsenergiepreise nicht zwingend zu Rückzahlungen führen müssen, stellen diese jedoch grundsätzlich eine wirtschaftliches Unwägbarkeit dar, welche es zu minimieren gilt.

dezentrale KWK-Anlagen) und flexiblen Lasten gesehen. Erforderlich hierfür sind jedoch Investitionen in die Fernsteuerbarkeit der Anlagen sowie Anpassungen der Präqualifikationsanforderungen und der Ausschreibungszeiträume. Über ein adaptives Bemessungsverfahren könnte überdies lediglich der Regelleistungsbedarf des nächsten Tages ermittelt und ausgeschrieben werden. Dena 2014 weist nach, dass dies den durchschnittlichen Regelleistungsbedarf spürbar reduzieren könnte, jedoch keine Auswirkung auf den Spitzenbedarf hat.²¹ (dena 2014, S. 96 - 101)

Im Rahmen der Berechnungen in dena 2014 wurden als alternative Erbringer von Primärregelleistung Windenergieanlagen (WEA), Biomasseanlagen, Lasten, Laufwasserkraftwerke, Batteriespeicher und PV-Anlagen untersucht. Aufgrund ihrer hohen zeitlichen Verfügbarkeit erweisen sich insbesondere WEA, Laufwasserkraftwerke und Biomasseanlagen als geeignete Erbringer. Abhängig von den Batteriekosten können Batteriespeicher bereits alleinstehend von Interesse sein, in Kombination mit EE-Anlagen ergeben sich zudem hohe Synergieeffekte. (dena 2014, S. 98)

Hinsichtlich Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird darauf hingewiesen, dass ausreichend Alternativen zur RL-Bereitstellung zur Verfügung stehen und diese kostengünstiger sind, als die Anwendung thermischer „must-run Kraftwerke“ mit der eingehenden Mindesterzeugung. Neben dem Potenzial aus verfügbaren thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken wurde die Bereitstellung aus Windenergieanlagen und PV-Anlagen sowie der Einsatz schaltbarer Lasten, aus Biomasseanlagen und aus Batteriespeichern betrachtet. (dena 2014, S. 84-91)

3.2.1.2 Momentanreserve/rotierende Massen:

3.2.1.2.1 *Status Quo*

Die Trägheit der rotierenden Masse z.B. von synchron gekoppelten Turbosätzen in thermischen Kraftwerken dämpft instantan den Frequenzabfall bei einem Erzeugungsausfall im Netz. Dies führt zu einer Begrenzung des Frequenzgradienten und überbrückt die Zeitspanne (im Sekundenbereich) bis zum Einsetzen der PRL. Die Momentanreserve wird von allen thermischen Kraftwerken bzw. den dort eingesetzten Synchrongeneratoren automatisch bereitgestellt. Eine Vergütung für diese Systemdienstleistung ist momentan nicht gegeben. Laut FGH et al. 2012 wäre auch eine vollständige Bereitstellung aus dem benachbarten Ausland ausreichend, ohne dass in Deutschland unzulässige Frequenzabweichungen eintreten. Dies setzt jedoch die Beibehaltung der dortigen konventionellen Erzeugungsstruktur voraus.

²¹ Die maximal vorzuhaltende Leistungsänderung im kurzzeitigen Bedarfsfall bleibt demnach unberührt.

3.2.1.2.2 *Zukünftige/alternative Erbringung*

Neben der Ausnutzung der Trägheit großer Generatorwellen in thermischen Kraftwerken kann auch die Trägheit von Windenergieerotoren beansprucht werden. Weitere Möglichkeiten ergeben sich über den Einsatz von Batteriespeichern²² sowie die Drosselung von Windenergie- oder Photovoltaikanlagen. Batteriespeicher sind jedoch noch mit hohen Investitionskosten verbunden. Die Drosselung von Windenergie und Photovoltaikanlagen verursacht einen Verlust beim „Ernten“ des EE-Dargebots und erlaubt somit keine Ausschöpfung des vollständigen EE-Potenzials. Als weitere Alternative werden rotierende Phasenschieber angeführt, die etwa durch die Umrüstung stillgelegter Kraftwerke realisiert werden können. Ihr Beitrag zur Momentanreserve wird allerdings aufgrund des abgetrennten Turbinenstrangs als gering eingeordnet. Dena 2014 präferiert daher in kurz- bis langfristiger Perspektive die Bereitstellung von Momentanreserve aus der Trägheit von Windenergieanlagen: ‚Windinertia‘. (dena 2014b, S. 8-10, dena 2014, S. 58)

3.2.1.3 Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

3.2.1.3.1 *Status Quo*

Über die eingespeiste Blindleistung kann das Spannungsniveau des Netzes lokal beeinflusst werden. Dies hängt vom R/X-Verhältnis der Leitungen ab: Blindleistung reagiert auf induktive Elemente mit einer Spannungsänderung. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen haben Freileitungen einen geringen ohmschen Widerstandsbelag, aber einen hohen (vorwiegend induktiven) Reaktanzbelag. Mittelspannungsleitungen haben einen zunehmenden ohmschen Anteil, der Induktivitätsbelag nimmt ab. Niederspannungsnetze sind als Kabelnetz im Leerlauf meist kapazitiv, der ohmsche Anteil dominiert in der Leitungsimpedanz. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen ist es geübte Praxis, die Spannung über geregelten Blindleistungsaustausch über Synchrongeneratoren in Kraftwerken zu stabilisieren. Dieses Prinzip wurde in die Mittelspannungsnetze übertragen. In der Niederspannung ist die Effektivität der Spannungshaltung mit Blindleistung aufgrund des vorwiegend ohmschen Anteils der Leitungsimpedanzen nicht so groß. Es wird induktive Blindleistung über den Ortsnetztransformator, eine Induktivität, transportiert und kann unterspannungsseitig spannungssenkend wirken. Es sei angemerkt, dass durch das bei PV-Wechselrichtern weitverbreitete Q(P)-Verfahren das Niederspannungsnetz bei hoher Sonneneinstrahlung stark induktiv wird, und dass dieser induktive Blindleistungsbedarf in den oberen Spannungsebenen kompensiert werden muss.

²² Auch die Elektromobilität, bzw. die automobilen Ladeelektroniken können hierbei einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Bei einem einzelnen Anschlusswert von bspw. 10 kW könnten sich bereits rasch interessante Leistungsgrößen ergeben.

Der zur Deckung des längs einer Freileitung im HöS-Netz entstehenden Blindleistungsbedarfs fließende Blindstrom führt zur Abnahme der Spannung am Leitungsende. Durch ausreichend regional verteilte, steuerbare Blindleistungsquellen kann die Spannung an diesen Knoten geregelt werden. Dies trägt zur Einhaltung der Spannungsgrenzen bei und verhindert den sog. Spannungskollaps. Durch eine lastnahe Erzeugung wurde in der Vergangenheit der Bereich hoch ausgelasteter Leitungen minimiert²³ und gleichzeitig für diese Leitungen lokal Blindleistung bereitgestellt. Zur Einhaltung der maximalen Betriebsspannung bei niedriger Last und stillstehendem Kraftwerk existieren zuschaltbare Reaktanzen in Umspannwerken. Künftige Herausforderungen ergeben sich durch die Überwindung größerer Distanzen insb. dem Nord-Süd-Transport für Windenergie sowie der Verdrängung konventioneller Kraftwerke als bestehende Blindleistungsquellen. (FGH et al. 2012, S. 16ff.)

In Abhängigkeit von der Netzspannung geben der Transmission Code, die in Kürze zu verabschiedende TAB Hochspannung sowie die BDEW MS-Richtlinie bereits eine blindleistungsbezogene Fahrweise (übererregt/unterregt²⁴) vor. Jede Erzeugungseinheit muss daher definierte Mindestanforderungen hinsichtlich des Leistungsfaktors erfüllen (Blindleistungsbereitstellung bei Nennwirkleistung sowie im Teillastbetrieb), um an das Übertragungsnetz angeschlossen zu werden. Darüber hinausgehende Eingriffe werden bilateral zwischen Erzeuger und ÜNB verhandelt. Im Rahmen der Spannungshaltung kann es erforderlich werden, auch aktiv in die Wirkleistungserzeugung der Kraftwerke einzugreifen (spannungsbedingter Redispatch).

Die statische Spannungshaltung wird gegenwärtig durch die planerische Auslegung des Netzes sowie betrieblich durch konventionelle Kraftwerke mit Synchrongeneratoren, Stufungen der Trafos oder Kompensationsanlagen erbracht (dena 2014b, S. 13). Der Aspekt der ortsnahen Blindleistungsbereitung zur Spannungshaltung stellt einen

²³ Das sog. Übertragungsnetz ist streng genommen kein Netz zum Übertragen großer Mengen an elektrischer Energie über weite Distanzen, sondern ist ein „Versicherungsnetz auf Gegenseitigkeit“. Die Erzeugung ist lastnah organisiert (rund 100 km Abstand zwischen Quellen und Senken) und im Falle eines Kraftwerksausfalls kann über das HöS-Netz Reserveleistung von umliegenden Kraftwerken bereitgestellt werden.

²⁴ Erläuterung zum Generatorbetrieb:

Übererregt: Das Erregersystem des Generators liefert einen Erregerstrom, der ein Rotorfeld generiert, das stärker als das Statorfeld ist. Damit wirkt er wie ein Kondensator, nimmt kapazitive Blindleistung auf bzw. gibt induktive Blindleistung ab.

Untererregt: Der Generator wird mit einem schwachen Erregerstrom betrieben. Er wirkt wie eine Induktivität, nimmt induktive Blindleistung auf bzw. gibt kapazitive Blindleistung ab.

Bei Synchrongeneratoren ist eine Blindleistungsregelung über den Erregerstrom zum Aufbau des Rotorfeldes möglich, d.h. ein Wechsel zwischen über- und untererregter Betriebsweise. Die Wirkleistung wird über das Moment an der Generatorwelle eingestellt, welche den Polradwinkel beeinflusst. Das bei Windenergieanlagen verbreitete Konzept des doppelt gespeisten Asynchrongenerators erlaubt ebenso eine unabhängige Einstellung von Wirk- und Blindleistung. Asynchrongeneratoren weisen dagegen stets induktiven Blindleistungsbedarf auf, der aus dem Netz abgedeckt oder über Kondensatoren kompensiert werden muss.

wesentlichen Unterschied zur Bereitstellung der Frequenzhaltung dar.

In FGH et al. 2012 wurden szenarienabhängig überregte Blindleistungsbereitstellungen bis 16 GVar sowie unterregte bis 0,6 GVar als Simulationsergebnis ermittelt (die hieraus resultierende Mindesterzeugung ist in den Lastzentren Rhein-Ruhr und Main-Neckar lokalisiert).

3.2.1.3.2 *Zukünftige/alternative Erbringung*

Connect (Connect 2014, S. 11, 92, 93) verweist darauf, dass die kraftwerksgebundene Bereitstellung von Blindleistung die Mindesteinspeisung aus konventionellen Kraftwerken unnötig erhöht. So müssen in gewissen Situationen verpflichtete Kraftwerke auch bei Strompreisen unterhalb ihrer variablen Erzeugungskosten am Netz bleiben.

Perspektivisch eröffnen sich gleich mehrere Alternativen zur Erbringung von Blindleistung. Hierzu zählen:

- zusätzliche Kompensationsanlagen (Spulen, Kondensatorbänke, SVC – statischer Blindleistungskompensator²⁵, STATCOM – Stromrichter im Pulsbetrieb),
- Blindleistungsbereitstellung aus dezentraler Erzeugung in der 110 kV-Ebene,
- Rotierende Phasenschieber (alleinstehend/neu errichtet oder Ertüchtigung stillgelegter Kraftwerke zum Phasenschieberbetrieb),
- Redispatchmaßnahmen (Einsatz marktbasierter stillstehender Kraftwerke mit technisch minimaler Wirkleistungseinspeisung),
- sowie die Regelung in HGÜ-Umrichterstationen.

Weiterhin kann zudem die Stufung von Transformatoren und die Änderung der Netztopologie eingesetzt werden, z.B. durch Leitungsabschaltungen.

Da HGÜ-Konverter ohnehin aus anderen Gründen errichtet werden, steht der Stellbereich für Blindleistung prinzipiell kostenfrei zur Spannungsregelung zur Verfügung. Nach dena 2014 werden sie intensiv eingesetzt. Der verbleibende Regelungsbedarf soll der Empfehlung folgend kurzfristig aus dezentralen Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene erfolgen. (dena 2014, S. 148)

Es konnte nachgewiesen werden, dass durch die Blindleistungsbereitstellung in Umrichtern von Wind- und PV-Anlagen ein blindleistungsneutraler Betrieb auf allen Verteilnetzebenen technisch möglich ist. In einem ersten Schritt könnte somit durch eine dezentrale Ausregelung das Übertragungsnetz, das bisher für die Kompensation von Blindleistungsquellen im Verteilnetz genutzt wurde, entlastet werden (dena 2014b, S. 14). Die Bereitstellung von kapazitiver und induktiver Blindleistung im Austausch der Netzebenen wäre der zweite Schritt. Grundsätzlich sollte die Bereitstellung möglichst

²⁵ Kombination aus Spulen und Kondensatoren, statisch, da kein Einsatz rotierender Maschinen.

nahe des Verbrauchs und auf derselben Netzebene erfolgen, um möglichst wenige Betriebsmittel mit hohen Scheinströmen zu belasten.

3.2.1.4 Kurzschlussleistung:

3.2.1.4.1 *Status Quo*

Ein Kurzschluss liegt vor, wenn eine niederohmige Verbindung zwischen einem spannungsführenden Leiter und mindestens einem weiteren Leiter zustande kommt.²⁶

Die Kurzschlussleistung ist das Produkt aus der Nennspannung und dem Kurzschlussstrom an der zu untersuchenden Stelle im Netz. Durch die von den ÜNB organisierte Vorhaltung einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung im Netz sollen Kurzschlussereignisse durch Schutzrelais sicher detektiert werden²⁷, die transiente Stabilität²⁸ elektrischer Maschinen gewährleistet und Spannungseinbrüche möglichst lokal begrenzt bleiben. Hingegen darf die Kurzschlussleistung auch nicht unzulässig hoch ausfallen, damit Schäden an den Betriebsmitteln aufgrund hoher Kurzschlussströme vermieden werden und Leistungsschalter sicher abschalten können. (dena 2014, S. 153ff.) Eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung trägt zudem allgemein zur Stromqualität bei, sodass etwa Flicker leichter ausgeglichen werden können. Die Höhe der verfügbaren Kurzschlussleistung hängt maßgeblich von der Anzahl und Scheinleistung der im Netz angeschlossenen Synchrongeneratoren sowie deren elektrische Distanz zur Fehlerstelle ab. (dena 2014, S. 153ff.)

Der TransmissionCode führt in diesem Kontext die Forderung an, dass „kraftwerksnahe Kurzschlüsse nicht zum Trennen der Erzeugungseinheit vom Netz führen“ (VDN 2007, S. 33) dürfen. Neben dem Weiterbetrieb im Kurzschlussfall müssen Erzeugungseinheiten während einer dynamischen Spannungsänderung auch einen definierten Blindstrom einspeisen. (Neumann 2011)

Dena 2014 kommt zum Schluss, dass sich im Mittel die Kurzschlussleistung in Deutschland zwischen 2011 und 2033 um rund 20 % erhöhen wird, ohne dass sich eine Über- bzw. Unterschreitung der minimalen und maximalen Kurzschlussleistungen

²⁶ Ausführung der Verbindung metallisch = ‚satter Kurzschluss‘; Kurzschluss über einen Lichtbogen = ‚Lichtbogen Kurzschluss‘; Verbindung von mindestens einem spannungsführenden Leiter mit der Erde = ‚Erdschluss‘

²⁷ Überstromrelais / Sicherungen in den unteren Spannungsebenen brauchen einen ausreichend hohen Kurzschlussstrom, digitale Schutzgeräte in den höheren Spannungsebenen machen komplexe mathematische Analysen.

²⁸ Transiente Stabilität (auch als Großsignalstabilität bezeichnet) beschreibt die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems zur Wahrung des Synchronismus bei großen, sprungartigen Störungen. Dies können beispielsweise Änderungen der Netztopologie durch Abschalten von Kurzschlüssen sein. (vgl. hierzu Schwab 2009, S. 837) Bei fehlender transienter Stabilität können nach größeren Störungen einzelne oder mehrere Generatoren von Erzeugungseinheiten außer Tritt geraten und asynchron gegenüber der Synchronfrequenz des Übertragungsnetzes umlaufen sowie Netzbetriebsmittel überlastet werden, was den sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems beeinträchtigen kann.

ergeben wird. Die Kurzschlussleistung in industriell geprägten Regionen (mit Ansiedlung konventioneller Erzeugung) wird auch zukünftig weitaus höher sein als in ländlichen Regionen. (dena 2014, S. 182-183) Laut FGH et al. 2012 leitet sich für die Sicherstellung einer ausreichend hohen minimalen Kurzschlussleistung (unter Einbeziehung des ausländischen Beitrags) keine zusätzliche Mindesterzeugungsanforderung aus konventionellen Kraftwerken ab.

3.2.1.4.2 Zukünftige/alternative Erbringung

Auch über Umrichter angeschlossene Erzeugungseinheiten tragen in Höhe ihres Bemessungsstroms zur Kurzschlussleistung bei. In dargebotsbedingten Teillastzeiten kann eine Stromerhöhung bei Kurzschluss eingestellt werden, bis die Grenze der Stromtragfähigkeit erreicht ist. Durch die Kopplung der Bereitstellung von Kurzschlussleistung aus erneuerbaren Energien an die Wirkleistungseinspeisung wird jedoch die zur Verfügung stehende Leistung stark wetter- und tageszeitabhängig sein. Die künftige Herausforderung liegt in der Entkopplung von der Wirkleistungseinspeisung durch erneuerbare-Energien-Anlagen. (dena 2014, S. 149ff.) Technisch kann dies durch selbstgeführte Vollumrichter realisiert werden. (dena 2014, S. 151)

In Bezug auf die Erbringung aus Speichern wird angeführt, „dass Speichersysteme mit konventionellen Generatoren, wie unter anderem Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher, die Kurzschlussleistung merklich erhöhen, während über Umrichter angeschlossene Speicher nur einen geringen Beitrag zur Kurzschlussleistung liefern können. Die gleiche Aussage trifft ebenfalls auf an das Netz angeschlossene dezentrale Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien zu.“ (EFN 2013, S. 110).

3.2.2 Versorgungswiederaufbau: Schwarzstartfähigkeit / Inselnetzfähigkeit

3.2.2.1 Status Quo

Der Netzwiederaufbau bei vollständigem oder großräumigem Verbundnetzausfall wird nach einem zentralen Konzept durch das Anfahren schwarzstartfähiger Kraftwerke im Übertragungsnetz realisiert, die nach der Störung zu Beginn des Netzwiederaufbauprozesses zunächst mehrere Inselnetze bilden. Anschließend findet eine abwechselnde Wiedereinschaltung von Übertragungsleitungen, unterlagerten Spannungsebenen, Lasten und weiteren Kraftwerken statt. (dena 2014, S. 212)

Schwarzstartfähigkeit

Für den Netzwiederaufbau im Falle eines vollständigen oder teilweisen Zusammenbruchs des Netzes werden Erzeugungsanlagen benötigt, die ohne externe Energiezufuhr anfahren können (Schwarzstartfähigkeit). Zu den schwarzstartfähigen Großkraft-

werken zählen gegenwärtig insbesondere Wasserkraftwerke (vor allem Pumpspeicherkraftwerke) und Gasturbinenkraftwerke, wobei letztgenannte²⁹ jedoch nur mit Hilfe von Batterien bzw. Notstromaggregaten anfahren können. (dena 2014, S. 212) Die Schwarzstartfähigkeit stellt keine technische Mindestanforderung dar (nach VDN 2007), die Erbringung wird bilateral zwischen Erzeuger und ÜNB verhandelt. Laut dena 2014 (S. 190) können Kohlekraftwerke (ökonomisch) nicht schwarzstartfähig ausgelegt werden.

Inselnetzfähigkeit

Eine Erzeugungseinheit ist inselnetzfähig, wenn sie die Stabilisierung eines isolierten Teilnetzes sicherstellen kann. Hierzu muss sie auch die Frequenzregelung und Spannungshaltung individuell bewältigen können und die nötige Blindleistung liefern. Nach VDN 2007 (S. 41) müssen Erzeugungseinheiten ≥ 100 MW in der Lage sein, die Frequenz zu regeln (bei einem Leistungsdefizit bis zur vorhandenen Primärregelreserve der Netzinsel), einen Inselbetrieb mehrere Stunden aufrecht zu erhalten und auch stoßartige Lastschaltungen (10 % der Nennwirkleistung, maximal 50 MW) in kurzen Taktraten ausregeln zu können.

Der Versorgungswiederaufbau geschieht bei einem Stromausfall nach einem festgelegten Prozess, der durch die Übertragungsnetzbetreiber gesteuert wird. Für lokale Netzstörungen, die sich auf das Verteilnetz beschränken, trägt der jeweilige Verteilnetzbetreiber die Verantwortung. Bei größeren Ausfällen mit Auswirkungen bis in das Höchstspannungsnetz liegt die Steuerung des Versorgungswiederaufbaus bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Der in dena 2014 prognostizierte Kraftwerkspark für das Jahr 2033 wird aufgrund einer hohen Anzahl an Gas- und Pumpspeicherkraftwerken einen Notbetrieb des Übertragungsnetzes und schrittweise Wiederschaltung der unterlagerten Spannungsebenen ermöglichen. (dena 2014, S. 197).

3.2.2.2 Zukünftige/alternative Erbringung

Auch perspektivisch wird ein zentraler Netzwiederaufbau empfohlen, Ansätze eines dezentralen Versorgungswiederaufbaus seien mit einem hohen technischen Aufwand und hohen Investitionskosten verbunden. Kurzfristig gilt es insbesondere Instabilitäten beim Netzaufbau mit dezentralen Einspeisern zu vermeiden (z.B. unkontrollierte Frequenzsprünge infolge teilweise fehlender Regelungsmöglichkeiten). Langfristig wird auch die stützende Wirkung von EE beim Netzaufbau notwendig werden, indem diese sich aktiv an der Frequenz-, Spannungsregelung und Momentanreserve beteiligen.

²⁹ Auch Pumpspeicherkraftwerke benötigen für die Leittechnik und die Stellglieder der Wasserzuführung ggf. eine Notstromversorgung.

(dena 2014, S. 198) Ob perspektivisch ein dezentraler Netzwiederaufbau aus Kostengesichtspunkten abgelehnt werden soll, kann an dieser Stelle jedoch nicht abschließend bewertet werden. Zahlreiche Forschungsvorhaben zielen etwa auf regionale Versorgungsansätze ab, deren Entwicklung zu verfolgen bleibt.

3.2.3 Betriebsführung/ Redispatch (n-1)/Engpassmanagement

Die Betriebsführung beinhaltet die Aufgaben der Netzbetreiber zur kontinuierlichen Überwachung und Steuerung des Netzes bzw. der Koordination und des Abrufs der übrigen Systemdienstleistungen. Dies umfasst beispielsweise die Organisation des Regelleistungseinsatzes zur Frequenzhaltung, die Steuerung des Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung, den Netzwiederaufbau nach Störungen sowie die Durchführung von Engpassmanagement-Maßnahmen.

Der folgende Abschnitt fokussiert sich dabei auf das Engpassmanagement bzw. genauer die Redispatch-Erbringung:

Der Stromhandel erfolgt in Deutschland unter der Prämisse, dass keine innerdeutschen Netzengpässe vorhanden sind. In der Praxis ist dies jedoch in gewissen Situationen nicht der Fall und die ÜNB sind angehalten, diese Engpässe durch Kraftwerksregelungen (stillstehender und in Betrieb befindlicher Kraftwerke) zu vermeiden oder beseitigen (präventiver oder kurativer Redispatch). Die Kosten des Redispatches werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Sie ergeben sich zum einen aus der Erstattung der Brennstoffkosten sowie der Anfahrtkosten der Anlage, die Ihre Leistung erhöhen muss, und zum anderen aus der Glättstellung des Bilanzkreises des von der Redispatch-Maßnahme betroffenen Betreibers durch den Übertragungsnetzbetreiber. Der Redispatch soll zu keiner Besser- oder Schlechterstellung betroffener Kraftwerke führen und ist für diese kostenneutral. Die Notwendigkeit eines Redispatches kann sich nicht nur aufgrund von Netzengpässen ergeben (sogenannter strombedingter Redispatch), wie vorstehend im Zuge der Spannungshaltung angedeutet, können auch Blindleistungsbereitstellungen ggf. Wirkleistungsregelungen erforderlich machen (spannungsbedingter Redispatch).

Da auch Kraftwerksbetreiber eine Verantwortung für die Netze tragen, hat die Bundesnetzagentur - aufgrund der Häufung von Redispatch-Maßnahmen in den vergangenen Jahren - mit einem Festlegungsverfahren die Betreiber aller an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossener Erzeugungsanlagen (sowie Speicher) verpflichtet, auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber an bestimmten Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität mitzuwirken. Die Bundesnetzagentur führt in ihrer Begründung des Beschlusses BK6-11-098 (Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen) an, dass u.a. die Außerbetriebnahme einiger deutscher Kernkraftwerke eine verstärkte Wirkleistungsanpassung der übrigen Kraftwerke erfordert. Mit

der Aufnahme des § 13 Abs. 1a in das EnWG verpflichtet der Gesetzgeber neben den Erzeugungsanlagen auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie dazu, gegen angemessene Vergütung die Wirk- und Blindleistungseinspeisung anzupassen. Die Festlegung verfahrenstechnischer Vorgaben und der Vergütungshöhe übertrug der Gesetzgeber der Regulierungsbehörde. (BNetzA 2012, S. 11) Der angeführte Beschluss konzentriert sich demnach auf inhaltlich-verfahrenstechnische Vorgaben, Fragen nach der Höhe der Vergütung werden separat geregelt. Ein Kernelement der Verfahrensbeschreibung ist die Abrufreihenfolge der Anlagen. Bei einer anvisierten Wirkleistungserhöhung erfolgt die Auswahl absteigend nach dem Quotienten von netzstützender Wirkung und zu entrichtender Vergütung (bei einer Wirkleistungsverringering erfolgt der Abruf in umgekehrter Reihenfolge). (BNetzA 2012, S. 4)

Die Bundesnetzagentur weist in ihrem Monitoringbericht 2013 die Schwerpunkte der strombedingten Redispatchmaßnahmen³⁰ im Jahr 2012 als Karte aus.

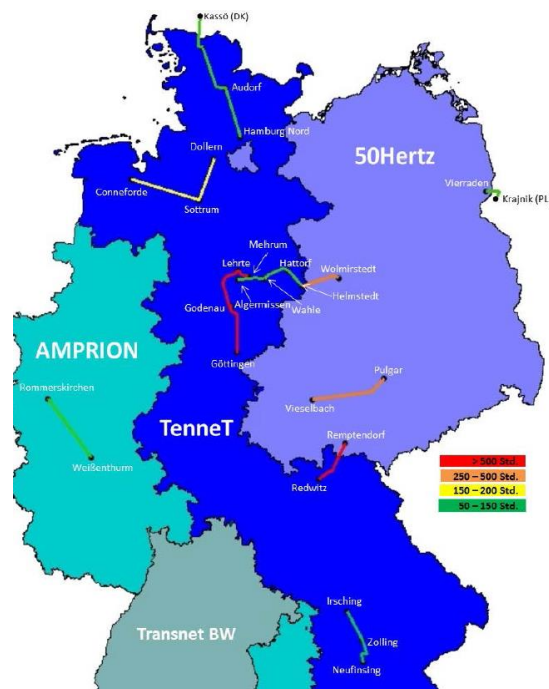


Abbildung 11 Strombedingte Redispatch-Maßnahmen 2012 (am stärksten betroffene Netzelemente)

Quelle: in BNetzA 2014d, S.60

³⁰ Gegenwärtig finden diese meist in der Situation Starkwind/Starklast Anwendung. Durch die „Merit-Order-Effekte“ gehen die konventionellen Kraftwerke (insbesondere Gas, im Süden) vom Netz, es kommt verstärkt zu Exporten in die Alpenregion - daher sind die Nord-Süd-Trassen besonders belastet und müssen durch Redispatchmaßnahmen entlastet werden.

Im selben Jahr (2012) wurden für die Regelzone TenneT spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen in 2.371 Stunden gemeldet, welche meist präventiv getätigt wurden. Am stärksten betroffen war das südliche Netzgebiet der Regelzone, auf das rund 60 % der Stunden und des Volumens entfielen.

Wenngleich den engpassnahen Kraftwerken eine besondere Bedeutung (hohe Netzentlastung) zukommt, ist oftmals die Beteiligung einer Vielzahl weiträumig verteilter Kraftwerke notwendig um eine notwendige Flussentlastung zu erzielen. Eine beispielhafte Flussentlastung von 800 MW erfordert gemäß einer Simulation eine Erzeugungsverlagerung in Höhe von 4.800 MW; bereitgestellt aus knapp 30 bundesweit verteilten Kraftwerken. In Simulationen für das Jahr 2013 wird der Bedarf einer regionalen Mindesterzeugung insbesondere in der Regelzone TransnetBW sowie im Süden der Regelzone TenneT deutlich. (FGH 2012, S. 11, 15, 16)

Das Redispatch-Verfahren kann eine temporäre Hilfestellung zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen geben. Es ist jedoch kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch einen adäquaten und rechtzeitigen Netzausbau. Da der Netzausbau in den kommenden Jahren, wie in den Netzentwicklungsplänen vorgesehen, voranschreiten soll, werden im Rahmen dieser Studie keine konventionellen Mindesterzeugungskapazitäten aufgrund von Netzengpässen berücksichtigt. Wie sich eine Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen auf die Redispatch-Situation auswirken könnte, bedürfte Einzelfallbetrachtungen und soll an dieser Stelle nicht näher untersucht werden.

3.2.4 Übersicht / Synthese

3.2.4.1 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Verpflichtung zur Erbringung und die Regionalität³¹ der verschiedenen Systemdienstleistungen bzw. der konkreten Maßnahmen. Überdies konzentriert sich die Betrachtung auf die Systemdienstleistungen und Maßnahmen, welche primär durch Braun- und Steinkohlekraftwerke erbracht werden.

³¹ „d.h. ob die SDL zentral erbracht werden kann oder vor Ort auf dezentraler Ebene bereitgestellt werden muss“

Tabelle 8 Charakteristika der Systemdienstleistungen

SDL	Maßnahme	Verpflichtung		Regionalität	Bedeutung Kohlekraft
		Vorhaltung	Erbringung		
Frequenzhaltung	Regelenergie	Ja (PRL)	Nein	Nein	Ja
	Momentanreserve	Nein	Nein	Nein (Ja)	Ja
Spannungshaltung	Blindleistung	Ja	Ja	Ja	Ja
	Kurzschlussleistung	Ja	Ja	Ja	Ja
Versorgungswiederaufbau	Schwarzstartfähigkeit	Nein	Nein	Ja	Nein
Betriebsführung	Redispatch	Ja	Ja	Ja	Ja

3.2.4.2 Alternative Erbringung der Systemdienstleistungen

Eine mögliche negative systemische Auswirkung der Außerbetriebnahme einzelner Kohlekraftwerke kann nicht eingeeignet diskutiert werden. So können einzelne Dienstleistungen durch den verbleibenden Kraftwerkspark (oder aus dem Ausland) bereitgestellt werden oder es existieren bereits technisch verfügbare und wirtschaftliche Alternativen.³² Letztlich können für alle relevanten Systemdienstleistungen (auch wirtschaftliche) Alternativen ausgewiesen werden, die die Erbringung aus Kohlekraftwerken abdingbar machen. Auch wenn alternative Erbringungen grundsätzlich kein Hindernis darstellen, kann es sinnvoll sein, die Abschaltreihenfolge von Kohlekraftwerken mitunter am Bedarf an Systemdienstleistungen auszurichten, um insbesondere temporäre, regionale netzkritische Situationen während der Umstellung zu vermeiden. Dies ist in erster Linie dort der Fall, wo große Kraftwerksleistungen entfallen sollen oder an den Orten, an denen einzelnen Kraftwerken eine besondere Bedeutung zukommt.

Da für den Versorgungswiederaufbau (primär die Schwarzstartfähigkeit) Kohlekraftwerke eine untergeordnete Rolle spielen und der Redispatchbedarf durch Umsetzung der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans perspektivisch erkennbar verringert werden sollte, werden diese SDL-Kategorien im Hinblick auf die originäre Fragestellung

³² Der Anhang zeigt nochmals alternative Erbringungen und Handlungsempfehlungen (nach dena) auf.

dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Frequenz-Wirkleistungsregelungen werden zunächst durch die Momentanreserve und daran anschließend die drei Regelenergiearten erbracht. Auch wenn ggf. durch eine zu starke geographische Bündelung der erbringenden Anlagen in Extremsituationen negative Effekte nicht auszuschließen sind, so kann doch eine Ortsunabhängigkeit unterstellt werden. Dieser Umstand erhöht bereits wesentlich die Anzahl der in Frage kommenden alternativen Erbringer im Falle der Stilllegung mehrere Kohlekraftwerke.

Die Bereitstellung von Blindleistung (sowie teilweise auch Kurzschlussleistung) nimmt eine besondere Rolle ein (siehe hierzu Tabelle 8). Zum einen ist ihre Erbringung geographisch gebunden zum anderen sorgen operative, technische und regulative Hemmnissen dafür, dass diese Systemdienstleistungen gegenwärtig vorwiegend von großen, thermischen Kraftwerken erbracht werden. Inwiefern HGÜ-Konverter (entsprechend der Empfehlung aus dena 2014) perspektivisch preisgünstig zur Spannungsregelung beitragen können, kann an dieser Stelle nicht bewertet werden. Ebenso ist es auf Grundlage öffentlich verfügbarer Daten nicht möglich das Einwirken einzelner Kraftwerke oder Blöcke zur Spannungsregelung nachzuweisen.

Der Blindleistungshaushalt ist am richtigen Ort, zur richtigen Zeit und in ausreichendem Umfang jederzeit sicherzustellen. Um eine negative Beeinträchtigung des regionalen Blindleistungssaldos im Falle des Ausscheidens von Kohlekraftwerk zu vermeiden, sind mit jeder Stilllegungsentscheidung folgende Aspekte zu prüfen:

1. Muss das ausscheidende Kraftwerk zwingend durch eine Ersatzanlage kompensiert werden oder können unter Wahrung der Versorgungssicherheit auch benachbarte Kraftwerke und Betriebsmittel die Lücke schließen. Können überdies bereits geplante HGÜ-Konverter, Neukraftwerke oder die Blindleistungserbringung im Verteilnetz (z.B. durch EE-Anlagen) einen Ersatz abdingbar machen?
2. Hinsichtlich der technischen Charakteristik haben Phasenschieber eine große Nähe zu den vormaligen Kraftwerken (neben der Blindleistungsregelung dienen sie zudem der Bereitstellung von Kurzschlussleistung und rotierender Masse) und stellen somit eine naheliegende Ersatzanlage dar. Alternativ könnte der Einsatz von FACTS-Komponenten vorgesehen werden. Phasenschieber und FACTS (SVC, STATCOM etc.) sind jeweils in der Lage temporär unterschiedliche Spannungsregelungen vorzunehmen und somit das stillgelegte Kraftwerk gleichwertig zu kompensieren.
3. Entsprechend den lokalen Gegebenheiten kann die Realisierung eines Phasenschiebers oder der Einsatz von FACTS-Komponenten ggf. technisch nicht zwingend notwendig sein und daher unnötige Mehrkosten gegenüber konventionel-

len Erbringern von Blindleistung (etwa Spulen oder Kondensatoren) verursachen. Für diesen Fall ist zu prüfen, inwiefern eine kostengünstige Lösung realisiert werden kann.

3.2.4.3 Kostenanalyse Blindleistungsbereitstellung/Spannungshaltung

Da elektrotechnische Lösungen zur Spannungsregelung oftmals nach regionalspezifischen Anforderungen ausgelegt werden, ist es schwierig durchschnittliche Investitions- und Betriebskosten zu benennen. Hinweise lassen sich jedoch in (dena 2010, S. 303) und (dena 2014, S.141) finden.

So weist dena 2010 die Investitionskosten einiger Kompensationsmittel sowie der ggf. zur Einbindung notwendigen Schaltfelder auf.

Eine aktuellere und umfassendere Übersicht ist in dena 2014 aufgeführt. Hierbei wurde jedoch bei einigen Technologien auf die vorgenannten Erhebungen (mit [1] gekennzeichnet) zurückgegriffen. Für Blindleistungserzeuger deren Bau aus anderen Gründen erforderlich ist werden keine Kosten angesetzt. Der Wert der Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz wird in (dena 2014, S. 147) durch die günstigste Alternative im Übertragungsnetz bestimmt.

Tabelle 9 Modellkosten der verschiedenen Blindleistungsquellen

Blindleistungsquelle	Kostenkomponenten	Kosten
Drosselspule (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 4 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	420.000 €/a
Kondensator (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 3,3 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	350.000 €/a
HGÜ-Konverter	-	-
SVC (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 5,2 Mio. € [1] Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	550.000 €/a
STATCOM (100 Mvar inkl. SF)	Investition: 6,8 Mio. € Betriebskosten: 2 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 35 Jahre Zins: 8 %	720.000 €/a
Phasenschieber	Investition: 7 Mio. € Betriebskosten: 3,5 % Invest. p.a. Nutzungsdauer: 30 Jahre Zins: 8 %	870.000 €/a
Spannungsbedingter Redispatch	Grenzkosten: 50...180 €/MW Mindestwirkleistungserzeugung: 0...20 MW Benutzungsstunden im Jahr: n	0...3.600 €·n
Verteilnetz	-	-

(Quelle: dena 2014, S. 141)³³

Zur Validierung der in vorstehender Tabelle aufgeführten Investitionskosten wurde eine Befragung von Energietechnik-Unternehmen und Netzbetreibern durchgeführt.

³³ Eine Bezugsgröße des Phasenschiebers wird hier nicht angeführt. Die mit dem Literaturhinweis [1] gekennzeichneten Kostenwerte wurden der dena Netzstudie II entnommen (siehe hierzu dena 2010). Die Abkürzung SF steht für „Schaltfeld“.

So wird etwa darauf hingewiesen, dass die genannten Investitionskosten für SVC und STATCOM die Untergrenze dessen darstellen, womit gegenwärtig zu rechnen ist. Abhängig von den Rahmenparametern liege die Obergrenze bis zu 30 % über den genannten Kosten. Mit stärkeren Kostendegressionen sei perspektivisch insbesondere bei der STATCOM zu rechnen, wenngleich diese stark vom weiteren Ausbaupfad der Technologie abhängig ist. Bezüglich SVC ist aufgrund des Reifegrads der Technologie und der großen bereits installierten Basis mit erheblichen geringeren Kostendegressionen zu rechnen.³⁴

Neu errichtete rotierende Phasenschieber rangieren in einem Leistungsbereich von 100 und 400 Mvar, ihre Investitionskosten sind vergleichbar mit denen eines STATCOM oder liegen darüber. Hiervon zu differenzieren sind umgerüstete Kraftwerksgeneratoren, welche oftmals über einen großen Stellbereich verfügen. Umgerüstete Kraftwerksgeneratoren werden in der Praxis jedoch eher aus technischer und terminlicher Notwendigkeit gewählt, aufgrund hoher Instandhaltungs- und Betriebskosten (z.B. Stickstoffkühlung und Personalbedarf) sind sie aus wirtschaftlicher Perspektive meist keine zu präferierende Lösung.³⁵

Die Investitionskosten eines umgerüsteten Kraftwerksgenerators werden etwa für die von Amprion und Siemens durchgeführte Maßnahme im Block A des AKW Biblis mit 7 Mio. Euro beziffert.³⁶ In Phasen mit niedriger und hoher Netzspannung ist diese Einrichtung in der Lage die Blindleistung im Bereich von -400 bis +900 MVar zu regeln.³⁷

3.2.5 Expertenmeinungen

Vorstehende Recherchen zeigen, dass die Sicherstellung der Systemdienstleistungserbringung ein Thema mit hoher Aktualität ist. Das ökonomische und ökologische Ausscheiden konventioneller Kraftwerke und der hiermit einhergehende Ausbau der erneuerbaren Energien führen einerseits zu systemischen und vor allem netztechnischen Anpassungen, eröffnen gleichzeitig aber auch neue technische Lösungsansätze. Aufgrund der zahlreichen dargestellten Alternativen zur Erbringungen der vier Systemdienstleistungskategorien erscheint mittel- bis langfristig ein diesbezüglicher, signifikanter Must-Run-Betrieb konventioneller Kraftwerke als nicht erforderlich.

Da in vorstehender Ausarbeitung die Publikation dena 2014 eine wesentliche Rolle einnimmt, wurde zudem der federführende Autor Prof. Dr. Rehtanz von der TU Dort-

³⁴ Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagenysteme, 16.10.2014

³⁵ Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagenysteme, 17.10.2014

³⁶ Vgl. Amprion 2012

³⁷ Vgl. Siemens 2013

mund zu einer Einschätzung gebeten: Eine Systemdienstleistung mit erheblicher Bedeutung ist aufgrund der lokalen Bereithaltung die Spannungshaltung/Blindleistungsregelung. Kommt es hier in einem Gebiet zu einer Abschaltung eines signifikanten Teils des konventionellen Kraftwerksparks, ohne dass ein adäquater Ersatz (neuer Erzeuger) folgt, passt das Netz nicht mehr zur Versorgungssituation. Entsprechend muss an der Blindleistungsbereitstellung bzw. am Netzbau gearbeitet werden. Hierzu sind aber meistens keine konventionellen Kraftwerke erforderlich, da Blindleistungskompensatoren als Netzelemente bereits vieles abfangen können. Eine bedeutende Entlastung der Situation kann zudem dadurch erzielt werden, dass der Blindleistungsbedarf der Verteilnetze bereits auf der jeweiligen oder untergeordneten Netzebene kompensiert wird. In Summe sei davon auszugehen, dass längerfristig keine Kraftwerke für die Spannungshaltung mittels Blindleistungsregelung in bestimmten Regionen laufen müssen. Die geographische Verteilung spielt insbesondere in Störungssituationen eine Rolle. So muss etwa die Momentanreserve möglichst gleichmäßig verteilt sein. Würden sich alle rotierenden Massen ausschließlich außerhalb Deutschlands befinden, wie auch in 3.2.1.2 angeführt, kann das System bei Störungen sehr empfindlich reagieren. Erneuerbare Energien und Speicher können allerdings bei entsprechender Regelung auch Momentanreserve und Reserveleistung erbringen. Ein notwendiges, gutes technisches Konzept, benötigt wiederum nicht zwingend konventionelle Kraftwerke.³⁸

Zudem wurden als wesentliche Marktrolle und Akteure die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Identifikation kritischer Regionen (im Sinne der Systemdienstleistungen) innerhalb und außerhalb Ihres Netzgebietes angefragt.

Amprion äußert sich, dass die Frage der Systemrelevanz einzelner Kraftwerke durch die Bundesnetzagentur entschieden wird. „Aus Sicht der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind Kraftwerke nördlich der Mainlinie nicht systemrelevant. Über Kraftwerke südlich der Mainlinie kann keine generelle Aussage getroffen werden.“³⁹

Diese Aussage deckt sich zudem mit derer der TransnetBW, die auf die Fallanalysen der Bundesnetzagentur verweist und anführt: „In den aktuellen bedarfsdimensionierenden Szenarien ist jegliche konventionelle Erzeugung in Süddeutschland (d. h. dies gilt für unsere gesamte Regelzone) als systemrelevant einzuordnen, allerdings nicht aus Gründen der Blindleistungskompensation, sondern zur Vorhaltung von notwendigem Redispatch-Potenzial bei hohen Nord-Süd-Transiten insbesondere im Fall von Starkwind-/Starklast.“⁴⁰

³⁸ Korrespondenz mit Prof. Dr. Rehtanz TU Dortmund, 10.08.2014

³⁹ Korrespondenz mit Hr. Preuß, Amprion GmbH, Unternehmenskommunikation/Energiepolitik, 14.08.2014

⁴⁰ Korrespondenz mit Fr. Reinhard, TransnetBW GmbH, Unternehmenskommunikation, 18.08.2014

Die Bundesnetzagentur erklärt in ihrer Begründung zur Bewilligung der Systemrelevanz für die Kraftwerksblöcke Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT (solo) sowie die beiden Kohlekraftwerksblöcke WAL1 und WAL2 des Kraftwerks Walheim, dass ein Wegfall von Erzeugungskapazität in Süddeutschland südlich einer fiktiven Linie in Höhe von Frankfurt am Main zu einem Mehrbedarf an ausländischer Reservekraftwerkskapazität im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung führe. Solange dieser Bedarf an ausländischen Kraftwerken bestünde, sei laut BNetzA grundsätzlich davon auszugehen, dass alle konventionellen Kraftwerke in Deutschland systemrelevant seien. (BNetzA 2013, S. 6)

3.2.6 Systemrelevanz im Kontext des Kohleausstiegs

Nach § 13a Abs. 1 EnWG sind Kraftwerksbetreiber verpflichtet, geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken dem Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen. Der Übertragungsnetzbetreiber prüft daraufhin die Systemrelevanz des Kraftwerks und weist diese aus oder verneint sie. Nach der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur kann in der Folge das Kraftwerk bis zu 24 Monate weiter betrieben werden.⁴¹ Einen positiven Bescheid zum Weiterbetrieb erhielten z.B. die Kraftwerksblöcke Ingolstadt Block 3 und Ingolstadt Block 4 am 11.04.2014. (Vgl. BNetzA 2014b) Eine Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur weist die betroffenen Kraftwerke aus, die einen formal nicht zu beanstandenden Stilllegungsantrag eingereicht haben und kennzeichnen zudem Blöcke, denen Systemrelevanz zugeschrieben wurde.⁴²

Beispielhaft sei auf die Kraftwerksblöcke Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT (solo) sowie die beiden Kohlekraftwerksblöcke WAL1 und WAL2 des Kraftwerks Walheim verwiesen. In der Begründung für die Genehmigung der Systemrelevanz dieser Blöcke, verweist die Bundesnetzagentur auf Lastflussberechnungen von TransnetBW, die ergaben, dass in besonders kritischen Netzsituationen eine Einhaltung des (n-1)-Kriteriums gefährdet sei und nicht ausreichend Redispatch-Leistung zur Entlastung der potenziell überlasteten Leitungsabschnitte „Remptendorf-Rewitz“ sowie der sogenannten „Mittelrheintrasse“ zur Verfügung stünde. (BNetzA 2013, S. 4ff.) In der Begründung der Systemrelevanz für die Kraftwerksblöcke Ingolstadt 3 und 4 wird zudem auf eine potenzielle Verletzung des Spannungsbandes mit der Gefahr von Spannungsüberschlägen sowie Beschädigung von Netzbetriebsmitteln infolge ei-

⁴¹ Nach § 13a Abs. 2 Satz 9 EnWG ist die Ausweisung als systemrelevante Anlage (gemäß § 13a Abs. 2 Satz 8 EnWG) jeweils auf den zur Behebung der Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Zeitraum zu beschränken, kann also höchstens 24 Monate oder weniger betragen.

⁴² Ein aktueller Auszug ist im Anhang abgebildet.

ner zu geringen konventionellen Leistungsverfügbarkeit zur Spannungshaltung hingewiesen. (BNetzA 2014e, S. 5).

In Bezug auf die übergeordnete Fragestellung dieser Studie lässt sich festhalten, dass die Entscheidung zum Weiterbetrieb oder zur Stilllegung eines Kraftwerks in erster Linie durch den Eigentümer des Kraftwerks getroffen wird. Die Zuordnung der Systemrelevanz schafft dem Netzbetreiber lediglich kurzfristigen zeitlichen Spielraum um geeignete Maßnahmen zu ergreifen. Hieraus ist auch zu schließen, dass letztlich kein Kraftwerk als ‚unentbehrlich‘ angesehen werden kann. Sollten jedoch mehrere zur Abschaltung bestimmte Kraftwerke als systemrelevant eingestuft werden, könnte sich dies ggf. negativ auf die anvisierte Abschaltreihenfolge bzw. den Zeitplan auswirken.

4 Modellgestützte Untersuchung zu den Auswirkungen eines Kohleausstiegs

Ausgehend von den vorangehenden Ergebnissen, dass prinzipiell kein Kraftwerk unentbehrlich ist und dass es zumindest technisch eine Zahl von Alternativen gibt, werden nun nachfolgend die Wirkungen eines schrittweisen Abzugs von Kohleverstromungsanlagen vom öffentlichen Netz untersucht. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den ökonomischen Wirkungen und betrachtet die Entwicklung der mittleren Stromerzeugungskosten, der Emissionen, sowie der Wechselwirkungen mit der EEG-Umlage.

Die Modellierung der Auswirkungen eines Kohleausstiegs erfolgt mit dem Strommarktmodell des IZES. Nachfolgend werden das Modell und seine Möglichkeiten, wie auch seine Grenzen beschrieben. Dem schließt sich die Beschreibung der Randannahmen an, wozu neben Preisentwicklungspfaden auch der Handlungsrahmen der einzelnen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien gehört.

4.1 Das IZES-Strommarktmodell

Im Rahmen der Modellierung wurde ein angepasstes Modell auf Basis von Fundamentaldaten eingesetzt, das im Rahmen einer Marktsimulation jeweils die stündliche Allokation von Erzeugung und Verbrauch bestimmt. Anders als die meisten Modelle handelt es sich nicht um ein Optimierungsmodell, das einen gegebenen Kraftwerkspark so einsetzt, dass die hinterlegte Zielfunktion im Optimum gelöst wird. Vielmehr wird das Gebotsverhalten der einzelnen Akteure modelliert, was dazu führt, dass nicht zwingend der optimale Kraftwerkseinsatz erreicht wird, sondern ein Einsatz aufgrund zu erwartender, marktbasierter Reaktionen.

Das Modell verfügt über keine endogene Stochastik. Dadurch ist es möglich die Auswirkungen einzelner Parameteränderungen gezielt zu bestimmen. Es erlaubt jedoch nur bedingt einen „stundenscharfen“ Ausblick auf die zukünftige stündliche Preisbildung, da beispielsweise Erwartungswerte als Grundlage von Abschaltentscheidungen modellendogen statisch gebildet werden müssen. Auch ist eine Abbildung von Blockgeboten aufgrund des Rechenaufwands innerhalb des Modells nicht möglich. Aus diesem Grund werden für Entscheidungen, die optimaler Weise über Blockgebote abgebildet werden könnten, näherungsweise alternative Entscheidungsfunktionen eingesetzt, die unter den gegebenen Voraussetzungen zu bestmöglichen Ergebnissen führen.

Grundsätzlich erfolgt die Modellierung auf Jahresbasis. Dazu werden zunächst die benötigten Vektoren aller wesentlichen Parameter eingelesen. Beim Start des Modells sind somit alle (zukünftigen) Faktoren hinsichtlich der fEE-Erzeugung, Brennstoffpreise und KWK-Bedarf bekannt.

Anhand der Parametervektoren erfolgt dann das stündliche Gebotsverhalten der einzelnen Akteure.

Dazu lesen zunächst alle Handelsteilnehmer die für sie wesentlichen Parameter und platzieren ihre entsprechenden Gebote. Die Gebote werden dann zu einer aggregierten Angebots- bzw. Nachfragekurve geordnet, deren Schnittpunkt den (vorläufigen) Preis bestimmt. Anhand dieses Preises wird wiederum das Exportverhalten abgeleitet, dass zu einem zusätzlichen Kauf- bzw. Verkaufsgebot führt (Ex- bzw. Import). Der Schnittpunkt der so vervollständigten Gebotskurven bestimmt letztlich den Preis der entsprechenden Stunde. Dieser Preis wiederum wird von allen Teilnehmern verarbeitet und die jeweilige Produktionsmenge sowie der CO₂-Ausstoß der Stunde der einzelnen Blöcke anhand des Zuschlages bestimmt. Abbildung 12 fasst die wesentlichen Schritte nochmals zusammen.

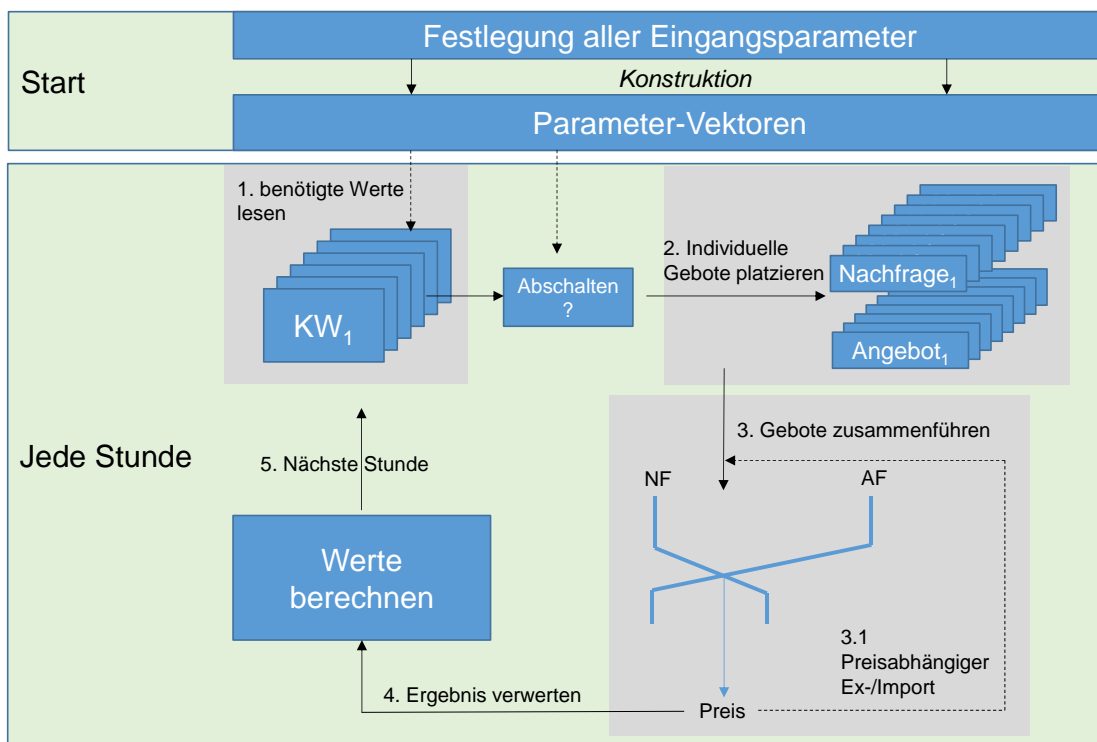


Abbildung 12 schematischer Ablauf Modell

Im Rahmen des Vorhabens erfolgte die Modellierung anhand historischer Erzeugungsprofile. Dabei wurde im Rahmen der Szenariorechnungen stets jeweils die Profile eines historischen Jahres genutzt, um die Zusammenhänge zwischen Temperatur, Wetter und Last entsprechend zu berücksichtigen. Die historischen Jahre werden somit auf die Modelljahre projiziert. Dies bedeutet jedoch auch, dass Ergebnisse einzelner

Stunden nicht mit denen des Zieljahres korrespondieren müssen, da tatsächliche Wochentage bspw. ignoriert werden. Oder anders formuliert: War der 13. Januar im Basisjahr der Rechnung bspw. ein Donnerstag, so ist er auch im Modelljahr hinsichtlich der Last ein Donnerstag.

Die historischen Profile wurden entsprechend angepasst, um der zukünftigen Entwicklung bzw. der grundsätzlichen Funktionsweise des Modells Rechnung zu tragen. Die historischen Profile implizieren jedoch auch, dass die räumliche Verteilung des Zubaus an fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien in seinem Verhältnis in etwa der Verteilung des Bestandes entspricht. Unterschiedliche regionale Zubauszenarien und daraus resultierende Abweichungen im nationalen Erzeugungsprofil bleiben unberücksichtigt.

Tabelle 10 Übersicht Parameter Modell

Profil/Parameter	Methodik	Datengrundlage
PV-Stromerzeugung	Transparenzdaten EEX in Verbindung mit den Anlagenstammdaten der ÜNB zum jeweiligen Erzeugungszeitpunkt	EEX, ÜNB
Wind onshore (Bestand)	Transparenzdaten EEX in Verbindung mit den Anlagenstammdaten der ÜNB zum jeweiligen Erzeugungszeitpunkt	EEX, ÜNB
Wind onshore (Zubau)	Wind onshore (Bestand), skaliert um die zu erwartenden höheren Vollbenutzungsstunden durch technologischen Fortschritt durch höhere Erzeugung bei mittleren Windgeschwindigkeiten.	EEX, ÜNB
Wasser	Transparenzdaten der EEX	EEX
Offshore	Erzeugungsprofile Offshore Tennet	Tennet
KWK-Erzeugung	Der KWK-Bedarf wurde über die jeweiligen Tagestemperaturen und der historischen Jahreserzeugung nach AGFW unter Berücksichtigung der installierten Wärmeleistung abgeschätzt. Der tägliche bzw. stündliche Bedarf wurde dazu über die temperaturabhängigen Heizgassigmoide des Lastprofilverfahrens der TU München unter Berücksichtigung des Prozesswärmebedarfs abgebildet.	DWD, AGFW, TU München
Braunkohlepreis	Basispreis mit linearer Steigerung	NEP 2015, basierend auf World Energy Outlook 2013
Steinkohlepreis	Basispreis mit linearer Steigerung	
Gaspreis	Basispreis mit linearer Steigerung	
Ölpreis	Basispreis mit linearer Steigerung	

Profil/Parameter	Methodik	Datengrundlage
CO ₂ -Preis	Basispreis mit linearer Steigerung	
Uranpreis	fixiert, Uranpreis inkl. Brennelementesteuer	

4.2 Technische und ökonomische Eigenschaften

Das Modell kann grundsätzlich eine unbegrenzte Anzahl an einzelnen Erzeugungseinheiten umfassen. Jede Erzeugungseinheit agiert entsprechend spezifizierter Reaktionsfunktionen je Energieträger und dafür einsetzbaren Technologien.

4.2.1 Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke werden grundsätzlich blockscharf berücksichtigt. Dabei werden bei Kohlekraftwerken, sofern vorhanden, die tatsächlichen Erzeugungsparameter der einzelnen Blöcke verwendet. Die Parametrisierung der Gas-, Öl- und Kernkraftwerke erfolgt ansonsten über eine Abschätzung anhand der Literatur.

Im Rahmen der Modellierung werden neben den Wirkungsgraden bei optimalem Betrieb auch Wirkungsgradverluste bei nicht optimalem Betrieb bei der Bestimmung der Grenzkosten bzw. der spezifischen Emissionen berücksichtigt. Auch Anfahrkosten werden grundsätzlich abgebildet. Die Fahrweise in Teillast führt dazu, dass die Grenzkosten bei einer geringeren Produktionsmenge höher sind als im optimalen Wirkungsgrad. Um diesen Effekt adäquat abbilden zu können, wird ein (zumindest kurzfristiger) Terminhandel, über den ein Großteil der Leistung gehandelt wird, unterstellt, auf dessen Basis das Kraftwerk Make-Or-Buy-Gebote am Spotmarkt setzt. Es bietet somit einen (Großteil) seiner Kapazität unlimitiert, ist jedoch bereit, seine Leistung bis zur Mindestleistung zu reduzieren, wenn der Preis so niedrig ist, dass die dadurch entstehenden Wirkungsgradverluste sowie Anfahrkosten im Sinne von Opportunitätskosten erwirtschaftet werden.

Bei Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) und Gas-Turbinen wird auf eine Make-Or-Buy Entscheidung verzichtet. Es wird unterstellt, dass alle GuD-Anlagen über die Möglichkeit verfügen, die Gasturbine solo zu betreiben und erst bei Bedarf den Dampfkessel hinzuschalten. Im Solobetrieb erreichen Gasturbine der unterstellten Anlagengrößen bereits Wirkungsgrade von bis zu 45 %, allerdings ist das Teillastverhalten gegenüber Motorenanlagen vergleichsweise schlechter. (Mühlstein 2014, S.1) Da das Modell den day-ahead-Markt simuliert, wird davon ausgegangen, dass – auch wegen des Einsatzes für die Wärmeversorgung – ausreichend lange Stromerzeugungsperioden entstehen, welche einen GuD-Betrieb wirtschaftlich machen. Inwieweit das tatsächlich der Fall ist, ist in den einzelnen Szenarien gesondert auszuwerten.

Bei der Modellierung konventioneller Kraftwerke wird darüber hinaus die Mindestlast durch die Randbedingung berücksichtigt, dass jedes Kraftwerk das am Netz ist, mindestens seine Mindestlast produziert.

Die Fahrweise von KWK-Kraftwerken wird neben dem Strompreis von der zu bewirtschafteten Wärmesenke bestimmt. Dieser Umstand wird im Modell dahingehend berücksichtigt, dass bei einem entsprechenden Wärmebedarf die Mindestleistung der jeweiligen Kraftwerke entsprechend dem Wärmebedarf angehoben wird. Je höher der Wärmebedarf ist, desto mehr Strom wird im Rahmen der Marktsimulation unlimitiert verkauft.

Die Modellierung des KWK Bedarfes erfolgt mit Hilfe synthetischer KWK-Profile. Diese basieren auf den Tagestemperaturen der jeweiligen, zugrundeliegenden historischen Wetterjahre, regional gewichtet anhand der Fernwärmezentren nach AFGW. Im Anschluss wurde die jährliche, historische Fernwärmeproduktion mit Hilfe der Sigmoidfunktionen der TU München zur Bilanzierung von (Heiz-)Gas ausgerollt und um einen Aufschlag für Prozessdampf ergänzt. Der so ermittelte KWK-Bedarf bestimmt die Mindestleistung von KWK-Kraftwerken.

4.2.2 Abschaltfunktion / Nichtverfügbarkeiten konventionelle Kraftwerke

Sind längere Niedrigpreisphasen zu erwarten, so ist es für ein Kraftwerk unter Umständen günstiger, sich für einen bestimmten Zeitraum ganz vom Netz zu trennen. Da im Modell keine Blockgebote möglich sind, wird folgende **Abschaltentscheidung** in das Modell implementiert:

Zu Beginn eines jeden Modelljahres wird eine Merit-Order der Grenzkosten im optimalen Wirkungsgrad erstellt. Anhand dieser Merit-Order bekommt jeder konventionelle Kraftwerksblock die Information, ab welcher Residuallast mit Grenzkosten zu rechnen ist, die mindestens den eigenen entsprechen. Während der Berechnung der einzelnen Stunden wird modellendogen das jeweilige Maximum der Residuallast bestimmt. Vor jedem Gebot prüft nun jeder Kraftwerksblock ab, ob in den folgenden Stunden das Residuallastmaximum der Folgestunden über der individuellen Grenze liegt. Ist es darunter, so schaltet sich das Kraftwerk für den Zeitraum ab, da es erwarten kann, dass die benötigte Residuallast immer von Kraftwerken gedeckt werden wird, deren Grenzkosten unter den eigenen liegen. Es bedarf allerdings einer Zeitfolge von mindestens 12 (Kohle) bzw. 6 (Gas) Abschaltstunden, damit ein Kraftwerk vom Netz geht. Auch nach Ablauf dieser Zeit geht es nicht automatisch ans Netz, sondern prüft in jeder Stunde mit einem konservativen Schätzer, ob es innerhalb der Merit Order in den Folgestunden Chancen auf einen Zuschlag hat. Es bietet während dieser auch seine Mindestlast nicht unlimitiert an. Ein Kraftwerk kann allerdings nur dann vom Netz gehen bzw. bleiben, wenn es kein KWK-Kraftwerk ist, bzw. der KWK-Bedarf eine Leistung von 20 % nicht überschreitet.

Neben der endogenen Abschaltfunktion wurde allen Kraftwerken ein Wartungsfenster über eine normalverteilte Zufallsfunktion zugewiesen, mit einem Wartungsschwerpunkt im Sommer. Die Dauer der Wartung orientiert sich dabei an den durchschnittlichen, technologiespezifischen Wartungsfenstern, die im Rahmen der Non-Available-Informationen der EEX in der Vergangenheit gemeldet wurden.

4.2.3 Dargebotsabhängige erneuerbare Energien

Entsprechend der aktuellen Systematik des EEG 2014 erzeugen in den Jahren 2020 und 2030 alle EEG-Anlagen ihren Strom unter dem Regime einer gleitenden Marktprämie. Zwar soll zukünftig die Ermittlung einer Finanzierung über Ausschreibungen erfolgen, allerdings ist es Stand heute sehr wahrscheinlich, dass auch diese eine Marktprämie zum Gegenstand haben wird. Eine gleitende Marktprämie bedeutet, dass es ein Preissignal gibt, an dem der Anlagenbetreiber bereit ist seine Anlage abzuschalten und zwar genau dann, wenn der zu zahlende Preis (im Fall von negativen Preisen) niedriger als die zu erwartende Prämienzahlung ist. Grundsätzlich ergeben sich dadurch für die einzelnen Anlagen je nach Inbetriebnahmejahr unterschiedliche „Abschaltpreise“ und es ist zu erwarten, dass zunächst solche Anlagen abgeschaltet werden, deren Prämie am niedrigsten ist. Für die Modellierung jedoch ist es grundsätzlich nicht relevant, welche Anlagen konkret abschalten. Daher werden pauschale Werte je nach Technologie für den anzulegende Wert angenommen, die den zu erwartenden, durchschnittlichen Vollkosten entsprechen. Sie werden grundsätzlich nur dann relevant, wenn die entsprechende Technologie in der betreffenden Stunde preissetzend ist. Wirkungen auf jährliche Durchschnittswerte oder auch den Marktwert durch abweichende Abschaltpreise sind daher sehr begrenzt⁴³.

Konkret sind folgende anzulegende Werte hinterlegt:

Tabelle 11 unterstellte anzulegende Werte für fEE

Technologie	Anzulegender Wert [€/MWh]
Photovoltaik	90
Wind on-shore	65
Wind off-shore	170

⁴³ Bei 200 Stunden in denen Windabschaltung preissetzend ist, hat der Abschaltpreis einen Einfluss von gut 2 % auf den Base-Preis. Eine Abweichung von 20% auf den Abschaltpreis hätte somit eine Veränderung von etwa 0,4 % des Durchschnittspreises zur Folge.

Die in Abzug zu bringenden Marktwerte sind im Modell jeweils die energieträgerspezifischen Marktwerte des Vorjahres.

4.2.3.1 Biomasse

Die Fahrweise der Biomasse im Modell passt sich ebenfalls der Systematik des EEG 2014 an, indem sie zunehmend preisgesteuert einspeist. Dabei liegt auch hier die Funktionsweise der aktuellen gleitenden Marktprämie zu Grunde, bei der ein Anreiz für Biomasse besteht, einen Preis über Base zu erreichen.

4.2.3.2 Wasserkraft

Wasserkraft, mit Ausnahme von Pumpspeichern, ist im Wesentlichen vom natürlichen Zufluss / Schmelzwasserverhalten abhängig. Im Rahmen der Modellierung wird die Wasserkraft anhand der historischen Profile der EEX modelliert und bietet unlimitiert in den Markt.

4.2.4 Preiselastizität der Nachfrage

Im Rahmen der Modellierung wird der Bestand an Speichern entsprechend der bestehenden Parameter berücksichtigt, welche, sofern nicht explizit verfügbar, über die Literatur abgeleitet werden.

Die Entscheidungsfunktion von Speichern basiert dabei auf der jeweiligen Pumpleistung, der Turbinenleistung, den jeweiligen Wirkungsgraden sowie der Speicherkapazität. Für die Wirtschaftlichkeit von Speichern entscheidend ist das Ausnutzen von Preisdifferenzen. Dabei müssen über die Preisdifferenzen mindestens die Wirkungsgradverluste der Pumpen und Turbinen ausgeglichen werden. Im Rahmen der Modellierung wird dafür der Gesamtwirkungsgradverlust auf die Kauf- und Verkaufspreise umgelegt sowie ein fixer Aufschlag unterstellt, um Schwankungen zwischen dem (geschätzten) Durchschnittspreis der Bietperiode zum tatsächlichen Durchschnittspreis auszugleichen sowie um kleine Preis-Spreads zu ignorieren.

Lastmanagement findet heute bereits in der Industrie Einsatz, insbesondere in Form abschaltbarer Lasten bei der Großindustrie (z.B. Aluminiumproduzenten und Chlorelektrolyse), die großteils auch selbst an den Stromhandelsplätzen agiert. Durch die hohen Vollaststunden sind deren Produktionsprozesse zumeist gut für Lastmanagement geeignet und werden für die Bereitstellung von Regelleistung und als abschaltbare Last im Rahmen der Abschaltverordnung eingesetzt. dena (2015, S. 3) hat über eigene Erhebung erfasst, dass die Potenziale bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind. Als Mindestpreis für die abschaltbare Last nennt r2b (2014, S. 65) in seinen Berechnungen für das BMWi rund 200 €/MWh. Das Potenzial für dieses Preisniveau wird dabei auf grob 1.500 MW geschätzt. r2b (2014, S.65f) schätzt das Potenzial in 2020 auf 3.550 MW bei Preisen bis zu 3.000 €/MWh bzw. auf bis zu 5.000 MW bei Preisen von bis zu 10.000 €/MWh ab. Für 2030 unterstellt r2b eine Verdopplung des schaltbaren

Potenzials zu den jeweils zuvor genannten Preisniveaus. Die Simulationen der Studie für das BMWi kommen zu dem Ergebnis, dass Lastmanagementoptionen in diesem Umfang nicht zum Tragen kommen, da der Central-West-Europe-Market (CWE) unter realistischen Rahmenbedingungen einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage immer frühzeitig decken wird, bevor Extremwerte erreicht werden, die für eine wirtschaftliche Erschließung des Lastmanagementpotenzials erforderlich wären (r2b, 2014, S. 69).

Gerade zu Zeiten eines Angebotsübergangs gilt in der heutigen öffentlichen Diskussion Power-to-Heat (PtH) als günstige Option für zuschaltbare Lasten. Allerdings gehört die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme nicht zu den vom Gesetzgeber favorisierten Nutzungsformen, da wertvolle Exergie in vergleichsweise geringwertige Anergie umgewandelt wird. Dies findet Ausdruck im rechtlichen Rahmen, nachdem für PtH alle Umlagen und Steuern zu entrichten sind. Nach Berechnungen von IWES et. al (2014, S. 34) benötigt es einer Zahlungsbereitschaft abregelungsbedrohter Erzeuger von 70 €/MWh und mehr, um PtH-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können. Dieses Preisniveau ergibt sich aus den Netzentgelten sowie den weiteren Abgaben und Umlagen, die sich in Summe aus heutiger Sicht auf etwa 110 bis 120 €/MWh belaufen. Gegengerechnet werden kann eine Wärmegutschrift, welche sich durch den Gaskessel und die Gasbezugskosten von etwa 42 bis 51 €/MWh bestimmt.

Innerhalb dieser Studie wird im Rahmen der Szenarien zu prüfen sein, ob sich Preisniveaus ergeben, welche die zuvor genannten Lastmanagement-Optionen in Industrie und Wärmesenken aktivieren würden. Wahrscheinlich ist aber, dass die modellierte Ausgleichswirkung innerhalb des europäischen Strommarktes derartige Preisniveaus verhindert.

Die Modellierung des Im- und Exportes erfordert grundsätzlich eine Modellierung des gesamten, europäischen Kraftwerksparks. Diese liegen innerhalb dieses Projekts nicht vor. Um das Exportverhalten dennoch abschätzen zu können, wurde anhand der historischen Marktkopplungsprozesse der EPEX-Spot mithilfe multipler Regression eine Exportfunktion abgeleitet, die den jeweiligen Export bzw. Import anhand des Preises, der Monate, Tage und Stunden, der Temperatur sowie den Brennstoffpreisen bestimmt. Darüber hinaus wird angenommen, dass bei stark negativen Preisen eine Kuppelkapazität von bis zu 15,4 GW⁴⁴ dem Export zur Verfügung steht.

4.2.5 Preisentwicklung Brennstoffe

Die Preisentwicklung der Brennstoff entstammt dem Netzentwicklungsplan 2015 zu realen Preisen 2012.

⁴⁴ Bereits unter Berücksichtigung des NordLink-Projekts mit 1,4 GW ab 2020

Tabelle 12 Entwicklung der Brennstoffpreise (real 2012) in den Szenarien

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Uran [€/MWh]	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Braunkohle [€/MWh _{Hu}]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Steinkohle [€/MWh _{Hu}]	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7
Erdgas [€/MWh _{Hu}]	30,3	30,4	30,5	30,6	30,6	30,7	30,8	30,9
Öl [€/MWh _{Hu}]	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Uran [€/MWh]	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Braunkohle [€/MWh _{Hu}]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Steinkohle [€/MWh _{Hu}]	9,5	9,6	9,6	9,7	9,8	9,8	9,9
Erdgas [€/MWh _{Hu}]	31,0	31,1	31,2	31,3	31,4	31,5	31,6
Öl [€/MWh _{Hu}]	18,0	18,4	18,7	19,1	19,5	19,9	20,3

4.2.6 Preisentwicklung Emissionsrechte

Aufgrund der bereits in der zweiten Handelsperiode entstehenden Überhänge ist es nicht möglich, die Preiselastizität mithilfe multipler Regression auf Basis historischer Daten zu ermitteln und hieraus ein dynamisches System für die Preisermittlung von CO₂-Emissionsberechtigungen zu entwickeln und in das Modell zu implementieren. Stattdessen werden drei Preispfade angelegt und als Szenarien in das Modell übernommen. Es wird unterstellt, dass sich aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen das Preisniveau zumindest bis zum Ende der dritten Handelsperiode im Jahr 2020 halten wird.

- Preispfad 1: 6 €/t CO₂ bis Ende 2030
- Preispfad 2: linearer Anstieg der CO₂-Preise ab 2020 auf 15 €/t CO₂ in 2030
- Preispfad 3: linearer Anstieg der CO₂-Preise ab 2020 auf 25 €/t CO₂ in 2030, Orientierung an NEP 2015

4.3 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen im Modell

Es erfolgt ein Überblick über die im Rahmen der Modell-Szenarien eingegangenen Entwicklungspfade für Preise und Stromverbrauch.

4.3.1 Politische Zielsetzungen

Das innerhalb dieser Studie zu betrachtende Ziel eines Kohleausstiegs in den kommenden Jahrzehnten orientiert sich am klimapolitischen Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % sowie bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 abzusenken.

Die Emissionen des Stromsektors beliefen sich laut Umweltbundesamt auf 357 Mio. Tonnen CO₂ (UBA 2014, S.2) in 1990. Damit ergibt sich eine Ziel-Emissionsmenge von 214 Mio. Tonnen CO₂ für 2020 und 161 Mio. Tonnen CO₂ für 2030, falls der Stromsektor proportional zur Emissionsreduktion beitragen soll.

Nach Schätzungen des UBA beliefen sich die Emissionen der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken im Jahr 2013 auf etwa 317 Mio. Tonnen CO₂, hiervon entfielen 167 Mio. Tonnen auf die Braunkohleverstromung sowie 102 Mio. Tonnen auf die Steinkohleverstromung. Insgesamt bewegt sich das Emissionsniveau in den letzten Jahren auf etwa gleichem Niveau (BMWi 2014, S.37).

Der neue Projektionsbericht der Bundesregierung (BMUB 2015, S.173) geht davon aus, dass das Regierungsziel einer Absenkung der gesamten deutschen Emissionen um 40 % gegenüber 1990 um 7 bis 10 Prozentpunkte (Referenz) bzw. um 5 bis 8 Prozentpunkte innerhalb einer Sensitivitätsanalyse verfehlt wird.

Für den Stromsektor wird seitens des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2015, S.9) allerdings weiterhin nur ein Zielwert von 290 Mio. Tonnen CO₂ anvisiert, womit davon auszugehen ist, dass andere Sektoren einen deutlich höheren Beitrag leisten müssen. Diese 290 Mio. Tonnen CO₂ ermitteln sich auf Basis der Emissionen des Kraftwerksparks von 349 Mio. Tonnen in 2014, abzüglich des erwarteten Beitrags durch den Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzmaßnahmen von gemeinsam 37 Mio. Tonnen sowie weiterer 22 Mio. Tonnen CO₂, welche direkt durch weitere Emissionsbegrenzungen bei Kraftwerken erreicht werden sollen.

4.3.2 Entwicklung des Stromverbrauchs

Die Entwicklung des Stromverbrauchs in den nachfolgend betrachteten Szenarien orientiert sich allein an den Annahmen des Netzentwicklungsplans 2015. Der Gesamtstrombedarf der Endverbraucher von 535,4 TWh aus dem öffentlichen Netz wird hier über alle Jahre unverändert fortgeschrieben. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wird aufgrund der Unvorhersehbarkeit der künftigen Entwicklung unterstellt, dass die Erfolge im Bereich der Stromeffizienz durch Rebound-Effekte wieder aufgezehrt werden. Die Jahreshöchstlast wird, inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz, mit 86 GW über alles Jahre angesetzt. (ÜNB 2014e, S.16)

4.3.3 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Der Zubau von erneuerbaren Energien entspricht den Korridoren des § 3 EEG 2014 und startet mit dem Bestand der Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber von 2013. Der Ausbau von PV ist dabei entsprechend § 31 Abs. 6 begrenzt auf das erstmalige Erreichen von 52 GW. Als durchschnittliche Lebensdauer von PV und Windanlagen wurde eine technische Verfügbarkeit von 30 Jahren unterstellt.

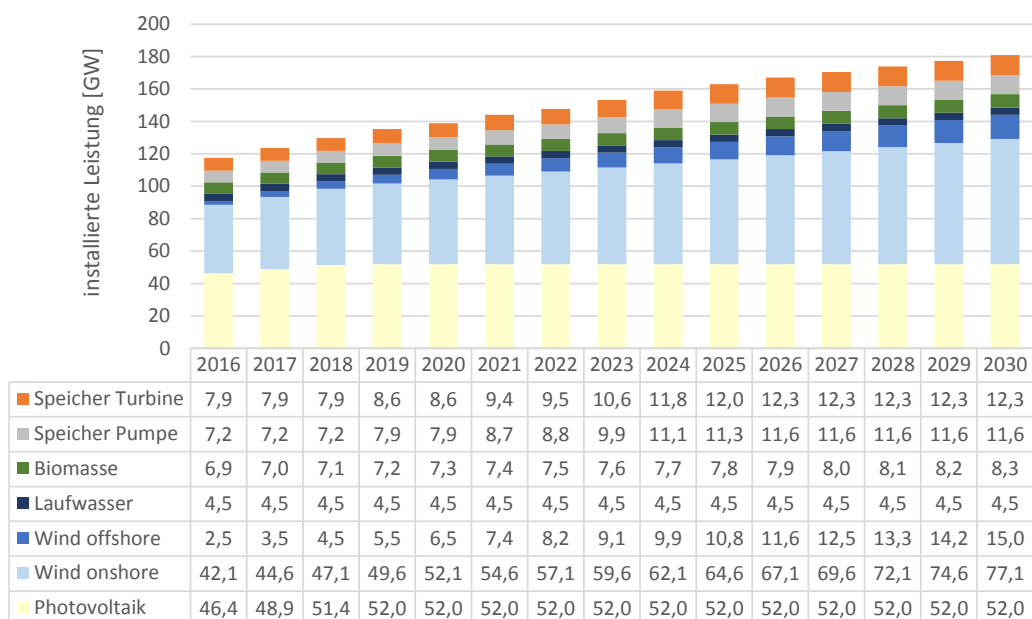


Abbildung 13 Entwicklung der erneuerbaren Energien 2016 bis 2030 in den Szenarien

Quelle: eigene Annahmen auf Basis EEG 2014

4.3.4 Bedarf an verfügbarer Leistung

In den Simulationsrechnungen des IZES liegt die maximale Residuallast (hier die Stromnachfrage am öffentlichen Netz abzüglich der Einspeisung aus fEE), die durch konventionelle Kraftwerke, Biomasse, EEG-Gase und Wasser (einschließlich Pumpwasserspeicher) zu decken ist, bei einem Wert von knapp 80 GW. Die ÜNB gehen derzeit von einem Bedarf von etwa 84 bis 86 GW aus. (ÜNB 2014e, S. 16) Zwar werden im Rahmen der Szenarien auch Kraftwerksleistung abgebaut, dennoch verbleibt noch immer eine Nennleistung von 79 GW aus konventionellen Kraftwerken, ohne Wasser. Als gesicherte Leistung, inklusive Anteilen aus Wind, Wasser und Müll, steht in den Szenarien mindestens 84 GW auch weiterhin zur Verfügung.

4.4 Bestandsaufnahme der deutschen Kohlekraftwerke

Im Rahmen des Forschungsvorhabens sollte eine möglichst detaillierte Bestandsaufnahme der aktuell in Deutschland in Betrieb bzw. in Planung befindlichen Kohlekraftwerke erfolgen. Zu diesem Zweck wurde eine Kraftwerksliste erarbeitet, in der Informationen über stein- und braunkohlebefeuerte Kraftwerksblöcke in Deutschland gebündelt dargestellt sind. Die blockscharfen Daten⁴⁵ entstammen in erster Linie der regelmäßig aktualisierten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014), der Statistik über Kraftwerke in Deutschland ab 100 MW elektrischer Nennleistung des Umweltbundesamtes (UBA 2014) sowie Hersteller-, Eigentümer- und Betreiberangaben. Aufgrund der schlechten Datenlage und dem in Summe vernachlässigbaren Beitrag zur bundesdeutschen Strom- und Wärmeerzeugung sowie den Treibhausgasemissionen fanden Kohle-Kraftwerksblöcke mit einer elektrischen Nettonennleistung von weniger als 100 MW keine Berücksichtigung.⁴⁶

4.4.1 Ermittlung und Abschätzung von Kenndaten der Kraftwerksblöcke

Das Hauptaugenmerk bei der Erstellung der Liste lag darin, den Beitrag eines Kraftwerksblocks zur bundesdeutschen (und regionalen) Strom- und Wärmeproduktion sowie zum Ausstoß von Treibhausgasen festzustellen und das aktuelle Flexibilitätspotenzial zu erfassen.⁴⁷ Hierzu wurden aus den verwendeten Datenquellen Kennwerte für die Kohlekraftwerksblöcke ermittelt, die diese Größen abbilden und im Folgenden

⁴⁵ Sofern lediglich anlagenscharfe Daten vorlagen, fand eine Zuteilung nach dem Verhältnis der elektrischen Nettonennleistungen der Kraftwerksblöcke statt, wobei auch mit einem alternativen Brennstoff befeuerte Blöcke Berücksichtigung fanden.

⁴⁶ Die für die Simulation verwendete Kraftwerksliste ist ergänzt um alle Kraftwerke des NEP 2015. Allerdings sind diese zusätzlichen Kraftwerke nicht blockscharf abgebildet.

⁴⁷ Darüberhinausgehend sollten – sofern hier Daten vorlagen – Abschätzungen getroffen werden, welchen Beitrag ein Kraftwerk zur (lokalen) Erbringung von Systemdienstleistungen leistet.

näher beschrieben sind. Sofern den Datenquellen keine Kennwerte für den jeweils betrachteten Kraftwerksblock entnommen werden konnten, erfolgte eine Abschätzung nach der in der Folge erläuterten Vorgehensweise:

- *Elektrische Nettonennleistung:* Die Daten für die elektrische Nettonennleistung eines Kraftwerksblocks wurden der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014) entnommen und waren für alle betrachteten Blöcke vorhanden.
- *Inbetriebnahmejahr:* Das Inbetriebnahmejahr konnte ebenfalls der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (ebd.) entnommen werden. Für in Planung befindliche Neubauprojekte wurden die gemäß der Statistik des BDEW (BDEW 2014) unterstellten Inbetriebnahmezeitpunkte angesetzt.
- *Stilllegungszeitpunkt:* Sofern eine Stilllegung des Kraftwerks bei der Bundesnetzagentur beantragt wurde, wurde das in der Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau (BNetzA 2014b) aufgeführte Stilllegungsjahr angenommen. War eine Eintragung in die Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) (BNetzA 2014c) erfolgt und wurde die Systemrelevanz des Kraftwerksblocks bejaht, so wurde dies bei der Ermittlung des Stilllegungszeitpunktes berücksichtigt⁴⁸.
- *Elektrische Bruttonennleistung:* Die elektrischen Bruttonennleistungen der Kraftwerksblöcke wurden weitestgehend der Statistik des UBA (UBA 2014) entnommen und entstammen ansonsten Betreiberangaben.
- *Hauptbrennstoff:* Aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014) wurde die Information zum Hauptbrennstoff eines Kraftwerksblocks entnommen. Da eine Bestandsaufnahme für Kohlekraftwerke erfolgen sollte, wurde lediglich zwischen Stein- und Braunkohle differenziert. Zusatzbrennstoffe, wie etwa Klärschlamm oder sonstige Biomasse fanden hierbei keine Berücksichtigung.⁴⁹
- *Elektrischer Nettowirkungsgrad im Nennbetriebspunkt:* Die Angabe zum elektrischen Nettowirkungsgrad wurde Betreiberangaben oder sonstigen frei zugänglichen Quellen entnommen. Sofern keine Informationen vorlagen, erfolgte eine Abschätzung mithilfe eines einfachen linearen Regressionsmodells, wobei in

⁴⁸ Gemäß § 13a Abs. 1 EnWG sind Kraftwerksbetreiber verpflichtet, geplante vorläufige oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken dem Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur mindestens 12 Monate vorher anzuzeigen. Der Übertragungsnetzbetreiber prüft unverzüglich, ob es sich dabei um systemrelevante Kraftwerke handelt. Dies ist der Fall, wenn eine dauerhafte Stilllegung des Kraftwerks mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt, die auch nicht durch angemessene andere Maßnahmen beseitigt werden kann. Trifft dies auf eines oder mehrere der angezeigten Kraftwerke zu, weist der Übertragungsnetzbetreiber diese als systemrelevant aus. Die Bundesnetzagentur muss diese Ausweisung genehmigen. Infolgedessen kann ein Weiterbetrieb der Kraftwerke von jeweils bis zu 24 Monaten erfolgen. (BNetzA 2015)

⁴⁹ Implizit wurden Zusatzbrennstoffe über die (spezifischen) Emissionen eines Kraftwerksblocks berücksichtigt.

Anlehnung an in der Literatur zu findende Abschätzungen (vgl. hierzu Schröter 2004, S. 23f. sowie DIW 2014, S. 23) das Inbetriebnahmejahr als unabhängige Variable gewählt wurde. Es wurden die folgenden Regressionsgleichungen zur Abschätzung des elektrischen Nettowirkungsgrads (η_{el}) im Nennbetriebspunkt in Prozent in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres (t_{inb}) unterstellt⁵⁰:

$$\eta_{el,Steinkohle}(t_{inb}) \approx 0,2890 \cdot t_{inb} - 534,06$$

Formel 1 Regressionsgleichung zur Ermittlung des elektrischen Nettowirkungsgrades eines Steinkohlekraftwerksblocks in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres

$$\eta_{el,Braunkohle}(t_{inb}) \approx 0,27 \cdot t_{inb} - 498$$

Formel 2 Regressionsgleichung zur Ermittlung des elektrischen Nettowirkungsgrades eines Braunkohlekraftwerksblocks in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres

Um den wirkungsgradsteigernden Effekt von seit der Inbetriebnahme durchgeführten Turbinenretrofits abzubilden, wurde ein Korrekturbetrag eingeführt. Dieser ergibt sich aus 30 % der Differenz zwischen Wirkungsgrad im Retrofit- und Wirkungsgrad im Inbetriebnahmejahr.⁵¹ Im Falle eines Turbinenretrofits war dieser Korrekturbetrag auf den mithilfe der Regressionsgleichung ermittelten Wert aufzuschlagen.

- *Elektrischer Nettowirkungsgrad im Teillastbetrieb:* Das Absinken des elektrischen Wirkungsgrades im Teillastbetrieb wurde durch eine abschnittsweise lineare Funktion für den elektrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Auslastungsgrades (in Prozent der Nettonennleistung) ermittelt.⁵²
- *Elektrische Mindestleistung:* Soweit möglich wurden die Angaben zur Mindestleistung Betreiberangaben oder sonstigen frei zugänglichen Quellen entnommen. Es wurde jeweils die relative Mindestleistung in Prozent der elektrischen Nettonennleistung erfasst. Sofern aufgrund fehlender Daten eine Abschätzung vonnöten war, erfolgte diese mithilfe einer Klassierung der Kraftwerksblöcke

⁵⁰ Die Regressionsgleichungen ergeben sich durch Mittelwertbildung der in Schröter (2004, S., 23), (ebd., S. 24) und DIW (2014, S. 23) aufgeführten Ansätze.

⁵¹ Die Annahme von 30 % der Wirkungsgraddifferenz wurde getroffen, um im Ergebnis einen Aufschlag in einer gemäß der durchgeführten exemplarischen Auswertungen für Turbinenretrofits üblichen Größenordnung von etwa 0,5 bis 2,5 Wirkungsgradprozentpunkten zu erhalten.

⁵² Im Durchschnitt ergeben sich für Stein- und Braunkohlekraftwerke bei einer Auslastung von 50 % der Nettonennleistung etwa 93,9 % des elektrischen Nettowirkungsgrades im Nennbetriebspunkt als Ergebnis einer Auswertung der in VDI (2013, S. 19) sowie in VDE (2012, S. 110) aufgeführten Kennwerte.

nach Inbetriebnahmejahr. Dabei wurden die folgenden Klassen definiert: Kraftwerksblöcke, die vor 1970 in Betrieb genommen wurden, solche mit Inbetriebnahme bis 2010 und solche, die nach 2010 in Betrieb genommen wurden. Die Mindestleistung der Kraftwerksblöcke ersterer Kategorie wurde mit 40 % der Bruttonennleistung bei Steinkohlekraftwerken und 60 % der Bruttonennleistung bei Braunkohlekraftwerken abgeschätzt. Bei Kraftwerksblöcken, die bis 2010 in Betrieb gingen wurden 25 % der Bruttonennleistung als Mindestleistung für Steinkohlekraftwerke und 50 % der Nennleistung bei Braunkohlekraftwerken angesetzt. Bei den kürzlich, d.h. nach 2010, in Betrieb genommenen Anlagen wurde für Steinkohle 20 % der Nennleistung als Mindestleistung und bei Braunkohlekraftwerken 40 % der Bruttonennleistung unterstellt (vgl. zu den getroffenen Annahmen VDE 2012, S. 40).

- *Spezifische CO₂-Emissionen:* Die auf die Nettostromproduktion bezogenen spezifischen CO₂-Emissionen stellten das Hauptkriterium zur Bewertung eines Kraftwerksblocks und der Ableitung des Stilllegungszeitpunkts dar. Sie wurden bei Kondensationskraftwerken aus dem Quotienten zwischen den im europäischen Emissionshandelsregister (Union Registry 2014) für das Jahr 2013 erfassten absoluten CO₂-Emissionen und der Nettostromproduktion des Jahres 2013 gebildet. Sofern die tatsächliche Nettostromproduktion bekannt war, wurde diese angesetzt. Ansonsten wurde eine Abschätzung anhand der brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren sowie des elektrischen Nettowirkungsgrades eines Kraftwerks vorgenommen. Als brennstoffspezifische Emissionsfaktoren wurden für Braunkohle 404 g/kWh und für Steinkohle 339 g/kWh angenommen (UBA 2014, S. 9). Für die Abschätzung der Nettostromproduktion (W_{el}) wurden die folgenden Gleichungen verwendet, wobei jeweils der blockspezifische elektrische Wirkungsgrad (η_{el}) sowie die Höhe der absoluten CO₂-Emissionen ($E_{absolut}$) in Tonnen anzusetzen ist:

$$W_{el} = \eta_{el} \cdot \frac{E_{absolut}}{0,339 \text{ t}_{CO_2}/MWh}$$

Formel 3: Abschätzung der Nettostromproduktion eines Steinkohlekraftwerksblocks

$$W_{el} = \eta_{el} \cdot \frac{E_{absolut}}{0,404 \text{ t}_{CO_2}/MWh}$$

Formel 4: Abschätzung der Nettostromproduktion eines Braunkohlekraftwerksblocks

Die auf die Nettostromproduktion bezogenen spezifischen CO₂-Emissionen (e_{el}) für Kondensationskraftwerke ließen sich somit durch die folgende Gleichung ermitteln, für die erneut jeweils der blockspezifische elektrische Wirkungsgrad (η_{el}) angesetzt wurde:

$$e_{el} = \frac{E_{absolut}}{W_{el}}$$

Formel 5: Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen eines Kraftwerksblocks

Für in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene Anlagen erfolgte eine Berücksichtigung des gegenüber reinen Kondensationskraftwerken höheren Gesamtnutzungsgrades und der im gekoppelten Betrieb auf die Erzeugung thermischer Energie entfallenden Emissionsmengen. Es wurde eine Emissionszuteilung auf die Strom- bzw. Wärmebereitstellung nach der finnischen Methode vorgenommen (vgl. hierzu etwa AGEB 2010, S. 10 sowie Mauch et al. 2010, S. 9ff.), so dass sich die folgenden Gleichungen für den spezifischen Emissionsfaktor in der KWK-Stromerzeugung ergaben:

$$e_{KWK,el,Steinkohle} = (1 - PEE) \cdot \frac{0,339 \text{ t}_{CO_2}/MWh}{\eta_{el,Referenz}}$$

Formel 6: Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen zur Stromproduktion im KWK-Betrieb für einen Steinkohlekraftwerksblock

$$e_{KWK,el,Braunkohle} = (1 - PEE) \cdot \frac{0,404 \text{ t}_{CO_2}/MWh}{\eta_{el,Referenz}}$$

Formel 7: Ermittlung der spezifischen CO₂-Emissionen zur Stromproduktion im KWK-Betrieb für einen Braunkohlekraftwerksblock

Der verwendete elektrische Referenzwirkungsgrad ($\eta_{el,Referenz}$) wurde mit 40 % angesetzt (AGEB 2010, S. 10). Zur Ermittlung war ferner die Bestimmung der Primärenergieeinsparung (PEE) durch den KWK-Betrieb im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme zu berechnen. Der thermische Referenzwirkungsgrad ($\eta_{th,Referenz}$) wurde für die Ermittlung dieser mit 80 % angenommen (ebd.). Im Ergebnis ließen sich die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen bezogen auf die von der Anlage erzeugte elektrische Energie mit folgender Gleichung bestimmen:

$$e_{\text{durchschnittlich,el}} = \frac{W_{\text{Kondensation,el}} \cdot e_{\text{el}} + W_{\text{KWK,el}} \cdot e_{\text{KWK,el}}}{W_{\text{Kondensation,el}} + W_{\text{KWK,el}}}$$

Formel 8: Ermittlung der auf die Erzeugung elektrischer Energie bezogenen durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen für KWK-Kraftwerke

Hierbei sind neben den ermittelten spezifischen CO₂-Emissionen für die Stein- bzw. Braunkohlekraftwerksblöcke die im gekoppelten Betrieb erzeugte elektrische Energie ($W_{\text{KWK,el}}$) sowie die im Kondensationsbetrieb erzeugte ($W_{\text{Kondensation,el}}$) anzusetzen.

- *Thermische Leistung:* Die thermischen Leistungen wurden für in KWK betriebene Kraftwerksblöcke als thermische Leistung des KWK Prozesses in der Übersicht aufgenommen. Die Angabe, ob ein Kraftwerk als KWK-Kraftwerk betrieben wird entstammte den Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA 2014). Die Höhe der blockspezifischen thermischen Leistung wurde überwiegend gemäß der Statistik des UBA (2014a) angenommen. In Einzelfällen wurden abweichend davon Betreiberdaten aufgenommen oder es erfolgte eine Begrenzung der thermischen Leistung derart, dass die Summe aus elektrischer und thermischer Leistung auf 85 % der Feuerungswärmeleistung limitiert wurde.

4.4.2 Mögliche Datenunschärfe

Aufgrund der zu treffenden Abschätzungen sind die in der Kraftwerksliste erfassten Daten teilweise mit Unsicherheiten behaftet. Es soll insbesondere auf die folgenden Punkte verwiesen werden:

- Die Ermittlung blockscharfer Angaben zur Stromerzeugungsmenge sowie zu den CO₂-Emissionsmengen erforderte Abschätzungen hinsichtlich der Zuteilung auf die einzelnen Anlagenblöcke, insofern als häufig lediglich kraftwerkspezifische Daten vorlagen. Da keine Informationen zur exakten Fahrweise des jeweiligen Kraftwerksblocks vorlagen, waren Annahmen vonnöten, die sich auf eine durchschnittliche Anlagenkonstellation stützen und die annähernd gleiche Auslastung von Blöcken des gleichen Primärenergieträgers unterstellen. Dies beeinträchtigt die Datengenauigkeit.
- Die Ermittlung des aktuellen technischen Stands jedes Kraftwerksblocks war nicht möglich, da insbesondere Informationen zu Retrofit- und Ertüchtigungsmaßnahmen nicht vollständig und systematisiert erfasst werden konnten, und somit einige technische Maßnahmen unberücksichtigt sein dürften.
- Die ermittelten Wirkungsgradangaben der Kohlekraftwerksblöcke wurden zum Teil aus Betreibermitteilungen, zum Teil beispielsweise aus Pressemitteilungen

der Turbinenhersteller entnommen. Hier ist fraglich, ob die Daten jeweils den aktuellsten technischen Stand abdecken (da z.B. wirkungsgradsteigernde Maßnahmen wie oben angegeben nicht lückenlos erfasst sein dürften) und wie valide somit die Datenlage eingeschätzt werden kann. Der elektrische Nettowirkungsgrad stellt zwar kein explizites Bewertungskriterium für die Anlagenblöcke dar, findet dennoch implizit in den spezifischen CO₂-Emissionen Berücksichtigung, sofern die tatsächliche Nettostromproduktion des jeweiligen Kraftwerksblocks unbekannt war. Daher verbleibt eine gewisse Datenunschärfe an dieser Stelle.

4.5 Ermittlung der Rangfolge der Kraftwerke

Zu Beginn des Projekts bestand die Auffassung, dass die Kraftwerke anhand zu definierender Kriterien in eine Abschaltreihenfolge zu bringen sind. Die zu wählenden Kriterien sollen dabei einerseits Aussagen zu den Umweltauswirkungen und der Flexibilität machen sowie andererseits die gegebenenfalls entstehenden Entschädigungskosten berücksichtigen, wobei letztere zu minimieren wären. Das Zieltrias Ökologie, Ökonomie und Flexibilität sollte dabei gewichtet werden. In den ersten Diskussionen und im Rückgriff auf die Literatur zu vergleichbaren Vorgehensweisen wurden als Kriterien identifiziert:

- Spezifische Emissionen je eingespeister Kilowattstunde Strom als Indikator für die Umweltauswirkungen,
- Alter des Kraftwerksblocks (möglichst unter Berücksichtigung von technischen Ertüchtigungen) als Indikator für die ggf. zu leistenden Entschädigungszahlungen und
- die Mindest-Nennleistung sowie die Mindeststillstandszeit als technische Eigenschaften der Kraftwerke und Merkmale für deren Flexibilität.

In den sich anschließenden Diskussionen wurden die bestehenden Zusammenhänge zwischen den Indikatoren herausgearbeitet.

Kriterium: spezifische Emissionen

Primärziel der Überlegungen zu einem Kohleausstieg ist die Reduzierung klimaschädlicher Emissionen des Stromsektors. Daher ist das Kriterium spezifische CO₂-Äquivalente je eingespeister Kilowattstunde unbestritten und ihm steht in Bezug auf das Primärziel zudem die höchste Gewichtung zu.

Kriterium: Alter des Kraftwerksblocks

Gemäß den juristischen Untersuchungen in dieser Studie sind Entschädigungszahlungen bei entsprechender Ausgestaltung des Kohleausstiegs nicht notwendig (vgl. Kapitel 7.3).

Dennoch ist der Gesetzgeber gehalten nach Wegen zu suchen, die einerseits die wirtschaftlichen Belastungen aus Eigentumsbeeinträchtigungen so gering wie möglich und andererseits die angestrebten gesetzlichen Ziele erreichbar halten. Dem sollte Genüge getan werden, wenn die besonders emissionsträchtigen und zugleich besonders unflexiblen älteren Kohlekraftwerke vorrangig aus dem System genommen werden. Sofern sich diese Anlagen bereits (gewinnbringend) amortisierte haben, gilt ohnehin, dass die Anlagenbetreiber keinen Vertrauensschutz mehr genießen und hier mit relativ kurzen Übergangsregelungen operiert werden kann.

Das Alter spiegelt sich allerdings in den spezifischen Emissionen wieder. Selbst bei umfangreichen Ertüchtigungsmaßnahmen werden nicht die Effizienzstandards neuer Kraftwerke erreicht.

Zu beachten ist allerdings, dass neue Braunkohlekraftwerke teils noch schlechtere spezifische Emissionen aufweisen, als alte Steinkohlekraftwerke. Daher wird unter Berücksichtigung der Angemessenheit das Alter dennoch eine Bedeutung für die Rangfolge haben, jedoch nicht als gewichtetes Kriterium. Sofern in der Abschaltliste neue Braunkohlekraftwerke (hier kleiner 15 Jahre⁵³) höhere spezifische Emissionen aufweisen, als ältere Steinkohlekraftwerke, so wird unterstellt, dass diese aus Gründen wirtschaftlicher Angemessenheit noch den entsprechenden Zeitraum (längstens 15 Jahre) weiterbetrieben werden dürfen. Dies gilt für die geplanten Blöcke in Profen sowie in Niederaußem, die 2020 in Betrieb gehen sollen.

Kriterium: Mindest-Nennleistung und Mindeststillstandszeit

Ob Anlagen bei gegebenen Rahmenbedingungen des ‚energy-only‘-Marktes abgeschaltet und ob die technischen Leitlinien der Mindeststillstandszeit ausgenutzt werden, sind heute betriebswirtschaftliche Fragestellungen. Letztendlich handelt es sich daher um die Frage nach „betriebswirtschaftlicher Flexibilität“, die von Marktpreisen abhängig ist.

Um die bestehenden Inflexibilitäten der einzelnen Kohlekraftwerke dennoch innerhalb der Abschaltrelevanz berücksichtigen zu können, werden diese in CO₂-Emissionen

⁵³ Die 15 Jahre sind ein Schätzwert, der aber noch aus Zeiten vor den sichtbaren Auswirkungen des Merit-Order-Effekts stammt. Der Deckungsbeitrag ist seither gesunken, so dass ggf. längere Zeiträume unterstellt werden müssten, sofern der Gesetzgeber mindestens eine Deckung der Investitionskosten zugestehen will (vgl. Kapitel 7.37.3). In Mangel aktueller Angaben wurde daher der Wert beibehalten, was im Betrachtungszeitraum zu etwa 2 GW an Braunkohleleistung zusätzlich der sich im Bau befindlichen rund 2 GW führt.

übersetzt. Hintergrund dabei ist die Erkenntnis, dass infolge der im EEG favorisierten Marktintegration EEG-Anlagen (obligatorische Direktvermarktung, 6-Stunden-Regel) ab einem anlagenspezifischen Preisniveau, als Anbieter ausscheiden. Diese Konstellation ergibt sich in Perioden mit hoher fEE-Einspeisung bei gleichzeitig niedriger Nachfrage. Die zu dem Zeitpunkt bestehende hohe Bereitschaft von Erzeugern, auch negative Preise in Kauf zu nehmen, entstammt einem wirtschaftlichen Kalkül zu An- und Abfahrtskosten. Diese Inflexibilität führt somit zu einer Verdrängung von EE-Strom, was sich unter diesem Aspekt als CO₂-Äquivalent abbilden lässt.

Die spezifischen Emissionen erhalten daher einen Aufschlag in Abhängigkeit der Häufigkeit der Nichtabschaltung. Dafür wird die Anzahl der Stunden, in denen nicht abgeschaltet wird, anteilig an den Gesamtjahresstunden ermittelt. Der daraus resultierende Faktor wird mit der Mindestleistung multipliziert, also mit derjenigen Leistung, die im Falle von betriebswirtschaftlichem Must-Run am Netz verbleibt. Der Effekt ist somit für große Leistungen entsprechend stärker ausgeprägt. Dieses Produkt wird dann nochmals mit dem spezifischen Emissionsfaktor multipliziert, um gerade diejenigen Kraftwerke mit großen spezifischen Emissionsmengen in die Pflicht zu rufen. Das Ergebnis wird auf den spezifischen Emissionswert aufaddiert und anhand des Ergebnisses die Abschaltreihenfolge bestimmt.

Das Bewertungsschema führt zu einer Rangliste, welche sich allein an den spezifischen Emissionen orientiert.

Tabelle 13 Auszug aus der Rangliste der Kohle-Kraftwerksblöcke

Kraftwerksname	Bundesland	Blockname	Alter des Blocks [a]	Energieträger	Nettonennleistung [MW _{el}]	Systemrelevanz BNetzA?	Emissionen [gr CO ₂ /kWh]
Niederaußem	NRW	B	51	BK	125	nein	1.311
Niederaußem	NRW	A	51	BK	125	nein	1.311
Neurath	NRW	A	42	BK	277	nein	1.256
Neurath	NRW	B	42	BK	288	nein	1.256
Frimmersdorf	NRW	Q	44	BK	278	nein	1.238
Niederaußem	NRW	D	46	BK	297	nein	1.231
Niederaußem	NRW	C	49	BK	294	nein	1.231
Neurath	NRW	C	41	BK	292	nein	1.211
Frechen/ Wachtberg	NRW	F/W	55	BK	118	nein	1.195
Frimmersdorf	NRW	P	48	BK	284	nein	1.166
Jänschwalde	BB	A	33	BK	465	nein	1.163
Jänschwalde	BB	B	32	BK	465	nein	1.163
Jänschwalde	BB	D	29	BK	465	nein	1.163

Kraftwerksname	Bundesland	Blockname	Alter des Blocks [a]	Energieträger	Netto-Nennleistung [MW _{el}]	Systemrelevanz BNetzA?	Emissionen [gr CO ₂ /kWh]
Jänschwalde	BB	E	27	BK	465	nein	1.163
Jänschwalde	BB	F	25	BK	465	nein	1.163
Weisweiler	NRW	F	47	BK	304	nein	1.161
Weisweiler	NRW	E	49	BK	312	nein	1.161

Die vollständige Liste kann im Anhang eingesehen werden.

4.6 Abschätzung der Auswirkungen auf die EEG-Umlage

Die EEG-Umlage besteht im Kern aus den Differenzkosten zwischen Vergütungsanspruch bzw. dem anzulegendem Wert im Rahmen der Marktprämie und den Markterlösen für EE-Strom, Nachholeffekten durch Prognoseabweichungen vergangener Umlageberechnungen, einer Liquiditätsreserve als „Abschlagszahlungen“ auf Prognoseabweichungen im laufenden Umlagejahr sowie dem (nicht-privilegierten) Letztverbrauch als Teiler dieser Gesamtkosten.

Um die Auswirken von Änderungen im Kraftwerkspark einerseits sowie Änderungen in den CO₂-Preisen andererseits auf die EEG-Umlage abzuleiten, werden nur die Änderungen in den Markterlösen, den energieträgerspezifischen Marktwerten, berücksichtigt. Zwar ist es denkbar, dass es mit steigenden Marktpreisen auch (indirekte) Wirkungen auf den EE-Ausbau oder Letztverbrauch bspw. durch signifikante Änderungen des Eigenverbrauchsverhaltens geben kann, allerdings wurde diese Effekte nicht gezielt untersucht und sind in ihrer Wirkung bis 2030 auch kaum abschätzbar. Auch wird bei der Untersuchung der Auswirkungen unterstellt, dass es keine signifikanten Entwicklungen beim Ausbau von Gasen oder Geothermie i.S.d. EEG geben wird.

Um eine Abschätzung treffen zu können, welche Auswirken auf die EEG-Umlage zu erwarten sind, ist darüber hinaus eine Annahme über die dann zu zahlenden, durchschnittlichen Vergütungen notwendig. Können die historischen Vergütungen über die maximale Laufzeit relativ gut abgeschätzt werden, so ist dagegen eine Prognose der zukünftig notwendigen Zahlungen für EE-Strom über den Zeitraum bis 2030 kaum abzubilden. So hängen die Vergütungszahlungen im Sinne von Beträgen, die der Anlagenbetreiber mindestens erwirtschaften muss - unabhängig ob (teilweise) über eine Vermarktung oder im Rahmen einer Einspeisevergütung in voller Höhe -, von mehreren Faktoren ab. So spielen unter anderem die Entwicklung der Modulkosten, aber auch das allgemeine Zinsniveau vergleichbarer, alternativer Investitionen sowie Wechselkursentwicklungen eine signifikante Rolle.

Um dennoch eine Basis für die Bestimmung der EEG-Umlage zu haben, werden daher

folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

Grundlage sind die durchschnittlichen Vergütungssätze aus der Prognose der EEG-Umlage 2015, bereinigt um die vermiedenen Netzentgelte. Diese Vergütungssätze werden für Wind und Biomasse jährlich um 1 % sowie für Photovoltaik um 3 % bzw. 5 % ab 2020 abgesenkt. Die durchschnittliche Vergütung der sonstigen EE (Wasser, Gase und Geothermie) wird fortgeschrieben. In der Folge dienen folgende durchschnittliche Vergütungen als Grundlage für den realen, durchschnittlichen Vergütungsanspruch in den Jahren bis 2030:

Tabelle 14 durchschnittlicher Vergütungsanspruch der EEG-Anlagen bis 2030 (real 2012)

€/MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Photovoltaik	300,0	291,0	282,3	273,8	265,6	257,6	249,9	237,4	225,5
Wind onshore	90,0	89,1	88,2	87,3	86,4	85,5	84,6	83,8	83,0
Wind offshore	182,0	180,2	178,4	176,6	174,8	173,1	171,4	169,7	168,0
Biomasse	188,0	186,1	184,2	182,4	180,6	178,8	177,0	175,2	173,4
sonstige	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0

€/MWh	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Photovoltaik	214,2	203,5	193,3	183,6	174,4	165,7	157,4	149,5
Wind onshore	82,2	81,4	80,6	79,8	79,0	78,2	77,4	76,6
Wind offshore	166,3	164,6	163,0	161,4	159,8	158,2	156,6	155,0
Biomasse	171,7	170,0	168,3	166,6	164,9	163,3	161,7	160,1
sonstige	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0	88,0

Anhand dieser Vergütungssätze lässt sich nun über die jeweils im Modell produzierten Strommengen sowie der entsprechenden, energieträgerspezifischen Marktwertentwicklung der Effekt eines Kohleausstiegs auf die EEG-Umlage ableiten. Er wird durch die Veränderung der Differenzkosten ausgedrückt und ist grundsätzlich losgelöst von den dann jeweils geltenden Sonderregelungen für bspw. stromintensive Unternehmen, sofern diese für die einzelnen Kraftwerks- bzw. CO₂-Szenarien gleich sind.

Effekte auf das Eigenverbrauchsverhalten können jedoch dafür sorgen, dass bei höheren Großhandelspreisen die Eigenverbrauchsquote steigt und somit der Letztverbrauch abnimmt. Im Gegenzug ist bei höheren Marktwerten grundsätzlich eine niedrigere Liquiditätsreserve notwendig, da der monatliche Differenzbetrag sinkt. Derartige Zusammenhänge werden bei den nachfolgenden Darstellungen nicht berücksichtigt.

4.7 Die Szenarien – Beschreibung und Ergebnisse

Mittels des Marktsimulationsmodells des IZES werden die Auswirkungen der Kraftwerksabschaltung analysiert und mögliche Preisänderungen am day-ahead-Markt und in der Folge auch an den Terminmärkten untersucht. Dabei wird auch der sukzessive Atomausstieg bis 2022 mit berücksichtigt, da dieser mögliche Preisänderungen verstärken könnte. Sofern sich Preisniveaus und Variationen ergeben, in denen Demand-Side-Management-Optionen (DSM-Optionen) wirtschaftlich sind, werden diese Optionen auch analysiert. Zudem entstehen durch die Interkonnektoren und dem Central-West-Europe-Market-Coupling internationale Ausgleichseffekte, die berücksichtigt werden.

Gleichzeitig werden Auswirkungen auf Kraftwerke mit höheren Grenzkosten betrachtet, darunter insbesondere Gaskraftwerke, da diese zum einen mit ihrer Grenzkostenhöhe in der Merit-Order direkt an Kohlekraftwerke anschließen und Kapazitätsänderungen grenzkostengünstigerer Kraftwerke direkte Auswirkungen auf die Nachfragehäufigkeit der darauffolgenden haben. Zum anderen sollen Gaskraftwerke aufgrund ihres relativ geringen CO₂-Ausstoßes sowie ihrer flexiblen Fahrweise einen elementaren Beitrag zur Transformation des Stromsystems hin zu einer überwiegenden EE-Versorgung leisten. Daher sind Auswirkungen auf die Rentabilität dieser Kraftwerke mit zu untersuchen.

Aufgrund der bestehenden Ziele sowie rechtlichen Regelungen im Wärmebereich - hier sind das KWK-Gesetz, die Energieeinsparverordnung und das EEWärmeG einschlägig – ist zu unterstellen, dass die Fernwärmeversorgung weiterhin in allen Szenarien in gleichbleibendem Umfang fortgeführt wird. Die Versorgung wird im Modell durch mittelgroße KWK-Anlagen fortgeführt, so dass in diesen Fällen, bei Unterstellung eines Verbots für neue Kohlekraftwerke, hocheffiziente GuD-Anlagen die Kohlestandorte ersetzen. Die hierzu sehr wahrscheinlich notwendigen Neubauten von Gasleitungen ausreichender Dimensionierung werden als gegeben angesetzt.⁵⁴

Mittels dem IZES-Strommarktmodell werden 4 Szenarien mit jeweils 3 Wetterjahren und hier wiederum mit jeweils 3 CO₂-Preispfaden über die Jahre 2016 bis 2030 gerechnet.

Um den Aufwand der Simulationen zu begrenzen, werden - vorab der vollständigen Simulation über alle 36 Varianten – zunächst für die Szenarien „BMW_i plus“, „Ziel“ und „Kohleausstieg“ die Jahre 2020 und 2030 mit einer zunehmend abnehmenden Kohlekraftwerksleistung berechnet, bis das jeweilige Reduktionsziel in etwa eingehalten

⁵⁴ Bei der Berechnung der Differenzkosten werden Kosten für Brennstoffe frei Kraftwerk angesetzt. Demnach sind dort Kosten für mögliche Ausbauten des Gasnetzes implizit berücksichtigt. Dabei wird dann allerdings implizit angenommen, dass zusätzliche Gasleitungen zu gegenwärtigen Netzentgelten betriebswirtschaftlich rentabel errichtet werden können.

werden kann. Hierzu wird die Kraftwerksleistung entsprechend der in Kapitel 4.5 definierten Rangfolge blockweise abgeschmolzen. Es wird ersichtlich, dass das hier unterstellte Reduktionsziel für 2020 nur erreicht wird, wenn Kohlekraftwerken in den Jahren 2017 bis 2020 in erheblichem Umfang stillgelegt werden.

4.7.1 Szenario 0: Referenz

Für die Ermittlung der Systemdifferenzkosten bedarf es eines Referenzszenarios. Als Grundlage hierfür dient der Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber. Verwendet werden Daten aus dem NEP 2015, der gegenwärtig noch in Bearbeitung ist. Aus dem bereits vorliegenden vorläufigen Szenariorahmen können alle wesentlichen Annahmen zu Preisentwicklungen entnommen werden. Gleichmaßen werden dem NEP 2015-Szenariorahmen auch die aktuellen Entwicklungen des Kraftwerksparks insbesondere hinsichtlich des Abgangs von Anlagen und der Bewertung ihrer Systemrelevanz entnommen. Ergänzend finden hier die aktuellen Entwicklungen auf der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur Berücksichtigung sowie die eigene Detaillierung der Kohlekraftwerke.

Der Zubau von erneuerbaren Energien orientiert sich dagegen an den im EEG 2014 anvisierten Ausbaupfaden der Deckelregelungen (vgl. Kapitel 4.2).

Hieraus ergibt sich folgende Entwicklung der installierten Leistungen im Referenzszenario:

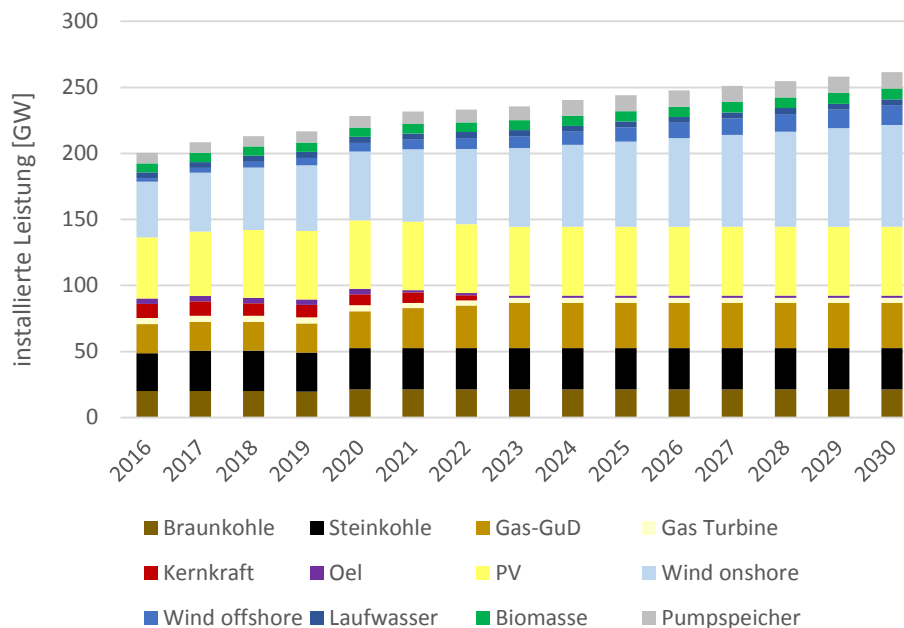


Abbildung 14 Entwicklung der installierten Leistung im Referenzszenario

Quelle: eigene Darstellung auf Basis ÜNB (2015)

Durch abgehende sowie neugeplante und sich teils schon im Bau befindlichen Kohlekraftwerke legen sowohl Braun- wie auch Steinkohle um jeweils etwa 1 GW ab 2020 zu. Der Rückbau der Kernkraftwerke wird durch GuD-Anlagen im Umfang von etwa 12 GW in den Jahren 2020 bis 2023 kompensiert.

Während der Photovoltaikausbau bereits 2019 die Ausbaugrenze von 52 GW erreicht und sich in den Folgejahren dort hält, verzeichnen Windenergie-Anlagen (WEA) weiterhin deutliche Zuwächse. Dieser Zubau an erneuerbaren Energien wirkt sich auf die Stromerzeugungsmenge dahingehend aus, dass die EE bis 2020 einen Anteil von 35 % und bis 2030 einen Anteil von 46 % an der Nettostromerzeugung erreichen.

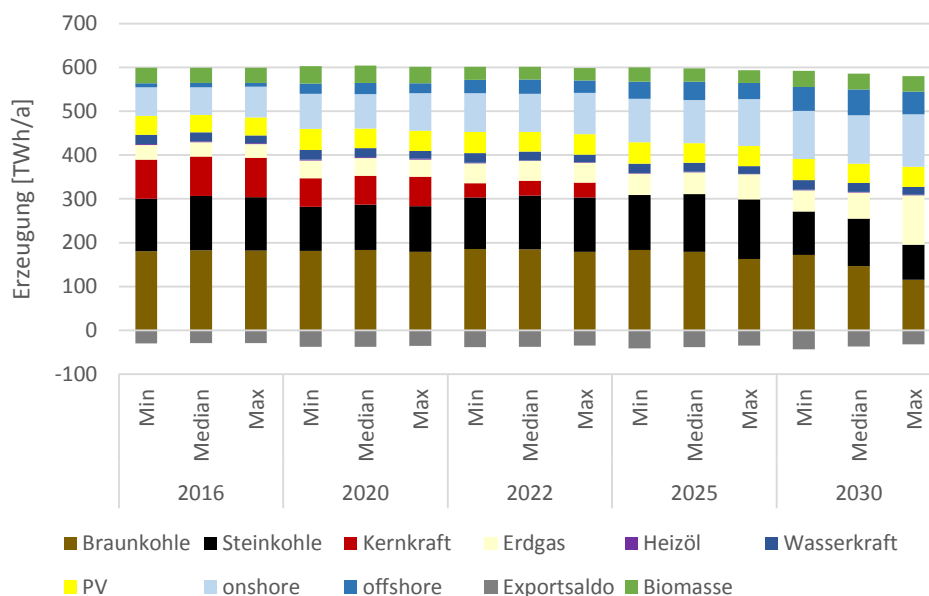


Abbildung 15 Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Referenzszenario bei minimalem, mittlerem und maximalen CO₂-Preisfad

Die in 2020 insgesamt erzeugte Strommenge ist ebenso nahezu identisch. In 2030 ergeben sich dagegen aufgrund der im NEP unterstellten Rebound-Effekte Abweichungen zum Projektionsbericht der Bundesregierung (BMUB 2015) von etwa 10 TWh.

Durch den planmäßigen Marktaustritt der Kernkraftwerke Anfang der 2020er Jahre erhöht sich wie zu erwarten der Einsatz von Steinkohlekraftwerken, was sich auch auf die jährlichen Treibhausgasemissionen auswirken wird. Das niedrige Preisniveau erschwert weiterhin den wirtschaftlichen Betrieb von Gaskraftwerken.

Die spezifischen CO₂-Emissionen der heutigen Bestandskraftwerke der öffentlichen Versorgung werden aus den Veröffentlichungen der Europäischen Kommission (KOM 2014) ermittelt. Braunkohlekraftwerke liegen im Schnitt bei etwa 1.100 gr/kWh, die Steinkohlekraftwerke bei etwa 855 gr/kWh. Bei den hier unterstellten Eingangsdaten ergeben sich bereits im Referenzszenario Emissionswerte des deutschen Kraftwerk-parks von 294 Mio. Tonnen CO₂ (stromseitig) in 2020 und im Mittel 259 Mio. Tonnen CO₂ in 2030.

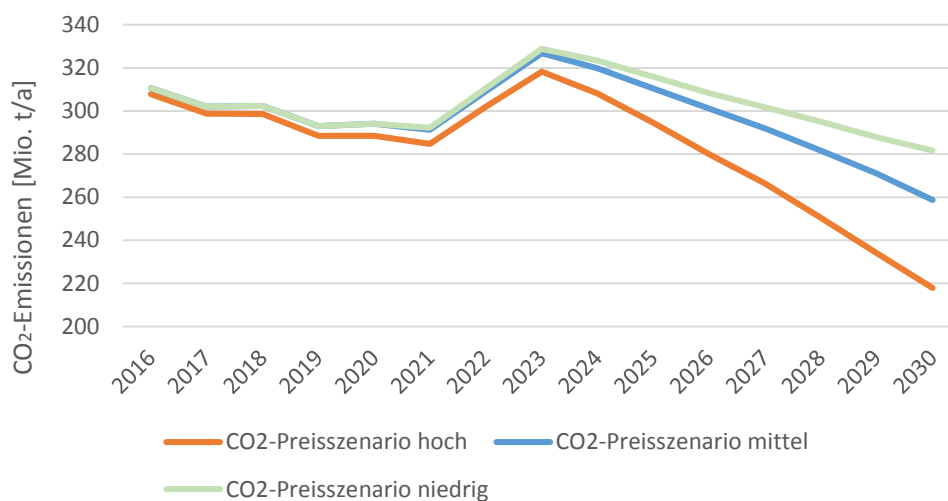


Abbildung 16 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Referenzszenario bis 2030

Damit liegen die eigenen Berechnungen oberhalb von denen im Projektionsbericht (BMUB 2015, S. 88) ermittelten Emissionen für diese Jahre. Im Vergleich ergeben sich bereits im Projektionsbericht Divergenzen in der installierten Leistung 2015/2016. Dort liegen die Annahmen zu den erdgasbetriebenen Kraftwerken deutlich niedriger. Dies führt sich auch in 2020 und 2030 fort. Die im Jahr 2015/2016 erzeugte Strommenge aus Erdgaskraftwerken ist dennoch nahezu gleich. Demnach müssten die Gesamtemissionen etwa gleiches Niveau aufweisen. Die Differenzen rühren aus den unterschiedlichen Annahmen zu den spezifischen Emissionsfaktoren her. So ergeben sich im Projektionsbericht für Steinkohle durchschnittlich etwa 1.165 Gramm je Kilowattstunde Strom, für Steinkohle rund 900 gr/kWh und für Gas etwa 750 gr/kWh Strom. Die eigenen Berechnungen liegen teils deutlich darunter, da durch den Fokus auf die Strommengen alle KWK-Anlagen eine Wärmegutschrift bei den Emissionen erhalten.

Die Verfügbarkeit an verschiedenen Technologien und Brennstoffen sowie deren

Grenzkosten einerseits und die Nachfrage andererseits determinieren die Preisentwicklung an den Stromhandelsmärkten. Das Referenzszenario baut bis Anfang der 2020er Jahre die Kernenergie ab, deren Stromerzeugungsmengen durch Kohlekraftwerke substituiert werden. Während im Modell aber gerade noch zu Anfang der 20er Jahre Wind onshore und Biomasse für eine weitere Senkung der Preise führen, kommt es in den darauf folgenden Jahren in den beiden CO₂-Preisszenarien hoch und mittel zu einem Anstieg der Base-Preise. Betroffen sind hiervon Kohlekraftwerke, die damit weniger zum Zuge kommen und damit erdgasbasierten Kraftwerken den Weg eröffnen. Sowohl die CO₂-Preise einerseits, als auch der zunehmende Einsatz von Gaskraftwerken führt zu einem Anstieg der durchschnittlichen Jahrespreise.

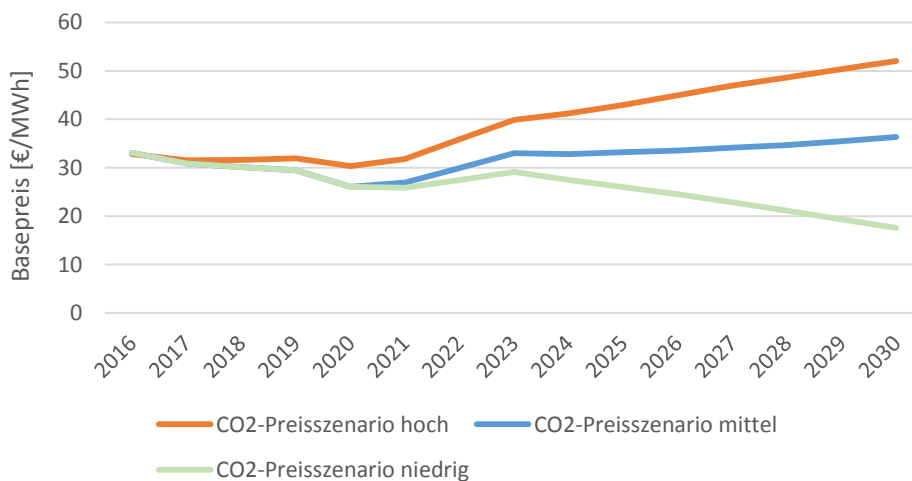


Abbildung 17 Entwicklung der Base-Preise im Referenzszenario bis 2030 (real 2012)

Im CO₂-Niedrig-Preisszenario halten die Kohlekraftwerke ihren hohen Anteil. Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt der Preis auch weiterhin kontinuierlich ab.

4.7.2 Szenario 1: BMWi plus

Dieses Szenario beruht auf den Ergebnissen des Projektionsberichts der Bundesregierung, dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sowie den daraus abgeleiteten Vorschlägen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Der Projektionsbericht kommt zu dem Ergebnis, dass, vorbehaltlich der Maßnahmen des Aktionsprogramms, in 2020 eine noch zu deckende Klimaschutzlücke von rund 90 Mt/a bestehen wird. Mit den beschlossenen Maßnahmen sollen davon 62 bis 78 Mt CO₂-Äquivalent zusätzlich jährlich eingespart werden, wobei der Stromsektor eine Reduktion um 22 Mt/a zugewiesen bekommt. Letztendlich besteht zu den rund 90 Mt/a

weiterhin eine Lücke von 12 bis 28 Mt/a, die bisher nicht durch Instrumente adressiert ist. Das Szenario „BMWi plus“ unterstellt daher eine Schließung der bestehenden Lücke durch weitere Maßnahmen im Kraftwerkspark. Aufgrund der Unsicherheiten wird von einem Fehlbedarf von 28 Mt/a ausgegangen, so dass einschließlich der geplanten Reduktion im Stromsektor von 22 Mt/a insgesamt 50 Mt/a bis 2020 einzusparen sind. Für 2020 ergibt sich somit ein Zielwert von 262 Mt/a, für 2030 ein Zielwert von 200 Mt/a.

Im Rahmen der Simulation ergeben sich hieraus folgende Auswirkungen auf die installierte Leistung in Deutschland.

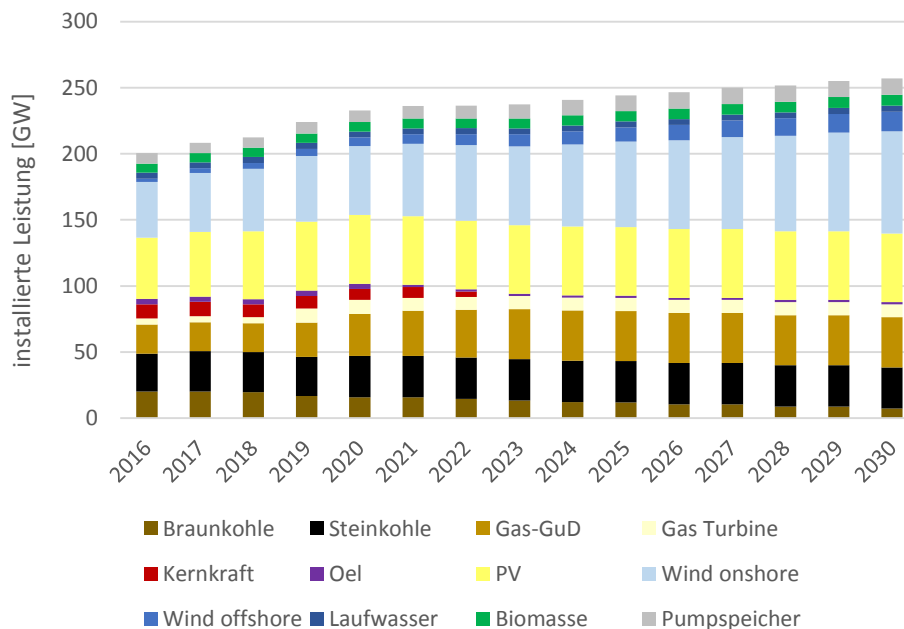


Abbildung 18 Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 1 „BMWi plus“

Mit dem Fokus auf das Bundesziel werden insgesamt weniger Kraftwerkskapazitäten zurückgebaut, als es in den Szenarien 2 und 3 der Fall ist. Es handelt sich dabei um die Blöcke 1 – 55 der in Anhang A.1 dargestellten Rangliste zum Kohleausstieg. Betroffen sind, neben den planmäßigen Abschaltungen gemäß NEP 2015, doch immerhin mehr als die Hälfte der noch in 2016 installierten Braunkohlekapazität von rund 20 GW. Bis 2030 sinkt die installierte Leistung von Braunkohle auf rund 7 GW ab.

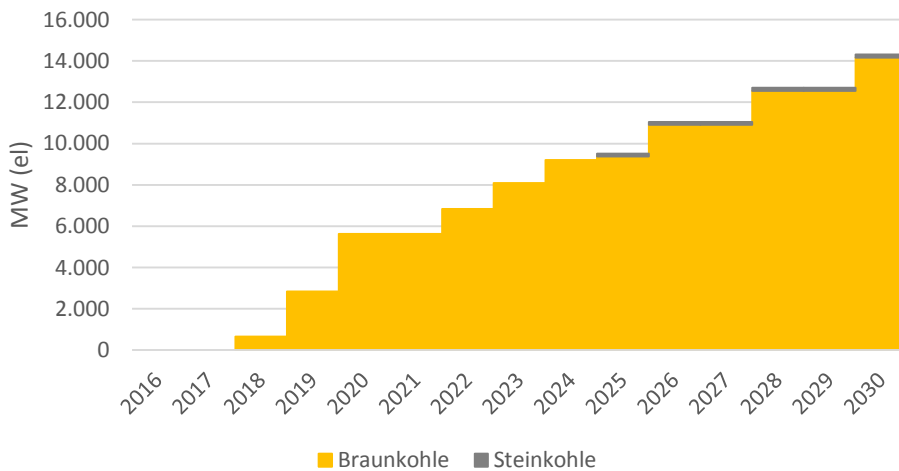


Abbildung 19 zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im „BMW plus“-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert)

Die erneuerbaren Energien bleiben gegenüber dem Referenzszenario unverändert. Die sinkenden Strommengen aus der Braunkohle werden durch zusätzliche Erzeugung aus Steinkohle- und Erdgaskraftwerken substituiert. Je nach Preisszenario wird auch ein Teil durch Strom aus Atomkraftanlagen gedeckt.

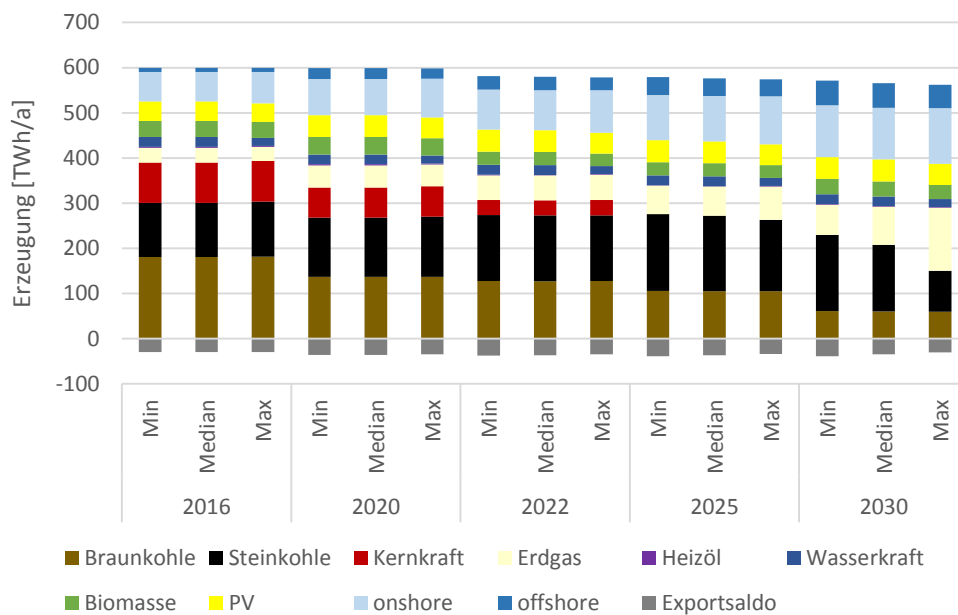


Abbildung 20 Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im „BMW plus“-Szenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad

Die Auswirkungen auf die durchschnittliche jährliche Betriebszeit werden erst Mitte der 2020er Jahre sichtbar, wenn die Atomkraftwerke ausgeschieden sind. Erst mit dem Abgang weiterer Braunkohlekraftwerke nimmt die Auslastung der Steinkohleblöcke zu. Bei hohen Preisen für CO₂-Emissionsrechte können erdgasbetriebene Anlagen ihre Auslastung bis 2030 um etwa 150 % steigern.

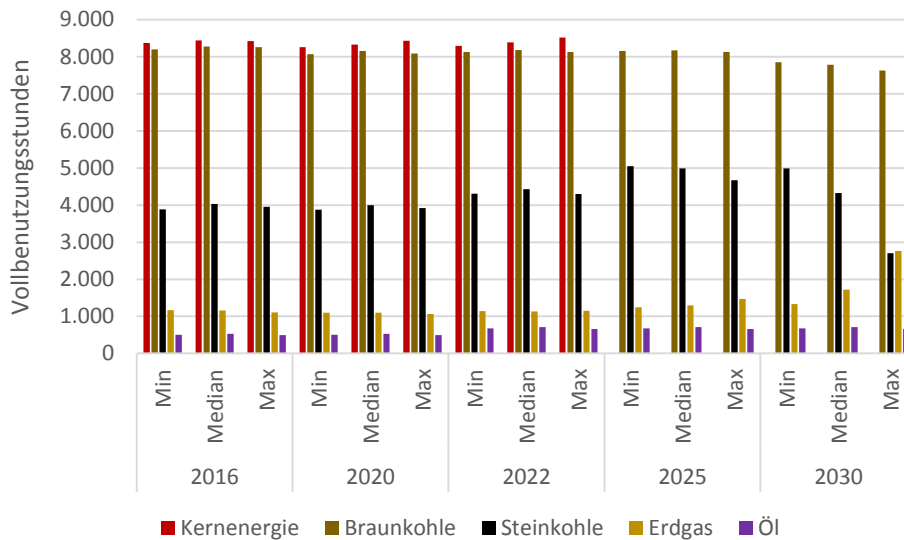


Abbildung 21 Entwicklung der Vbh im „BMW plus“-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad

Der planmäßige Marktaustritt der Atomkraftwerke führt zu dem erwarteten Anstieg an Treibhausgasen Anfang der 20er Jahre. Das weitere Ausscheiden von Braunkohlekraftwerken führt letztendlich zur Zielerreichung im Szenario mit hohen CO₂-Preisen in 2030.

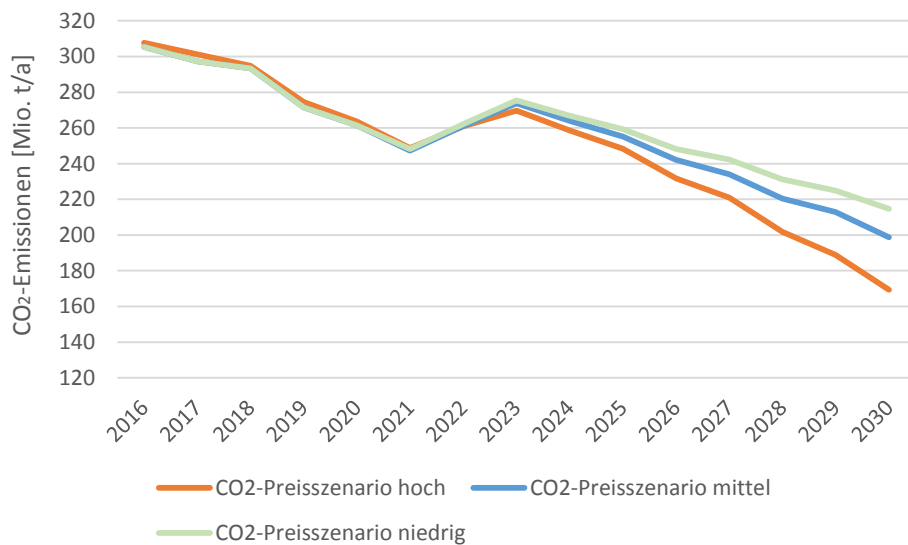


Abbildung 22 Entwicklung der CO₂-Emissionen im „BMWi plus“-Szenario bis 2030

Gegenüber Szenario 2 und 3 steigen die Preise weniger stark an und sind vielmehr durch das Ausscheiden der Atomkraftwerke geprägt, wie ein Vergleich zwischen den Szenarien verdeutlicht. Aufgrund der bestehenden Ausgleichseffekte ergeben sich die höchsten Preise in 2030 mit bis zu 81,50 €/MWh, bei einem Jahres-base-Preis von lediglich 56 €/MWh. Der niedrigste Preis ergibt sich mit rund – 65 €/MWh im Jahr 2019 bei mittlerer CO₂-Preisentwicklung. Keine der in Kapitel 4.2.4 dargestellten Lastmanagement-Optionen würde angesichts der Preisniveaus zum Zuge kommen.

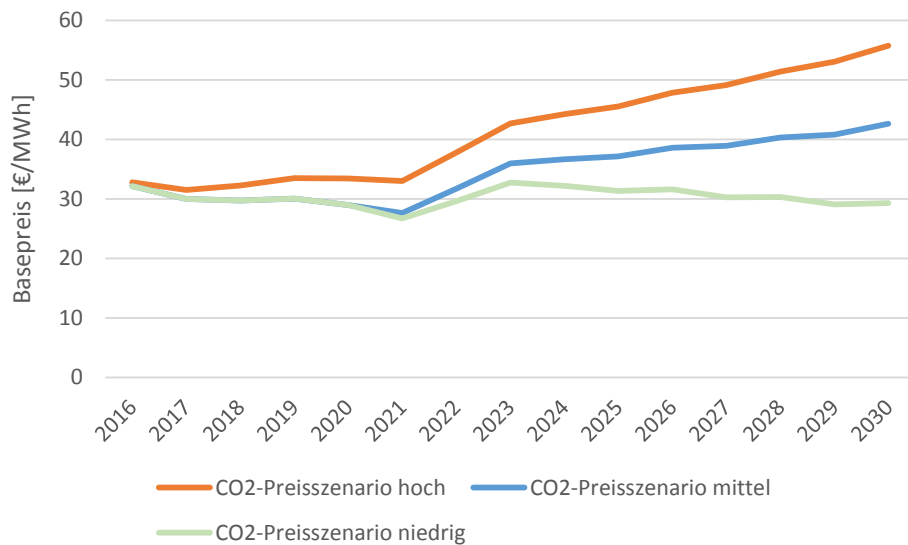


Abbildung 23 Entwicklung der Base-Preise im „BMWi plus“-Szenario bis 2030 (real 2012)

Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage können, wie in Kapitel 4.4 erläutert, nur qualitativ dargestellt werden. Zwar sinken die Differenzkosten zwischen EEG-Vergütungsanspruch und Marktpreisen, was zu einer Senkung der EEG-Umlage gegenüber der Referenz führt, allerdings ist die Wirkung in den meisten CO₂-Preisszenarien vergleichsweise gering zum Preisanstieg auf dem simulierten day-ahead-Markt.

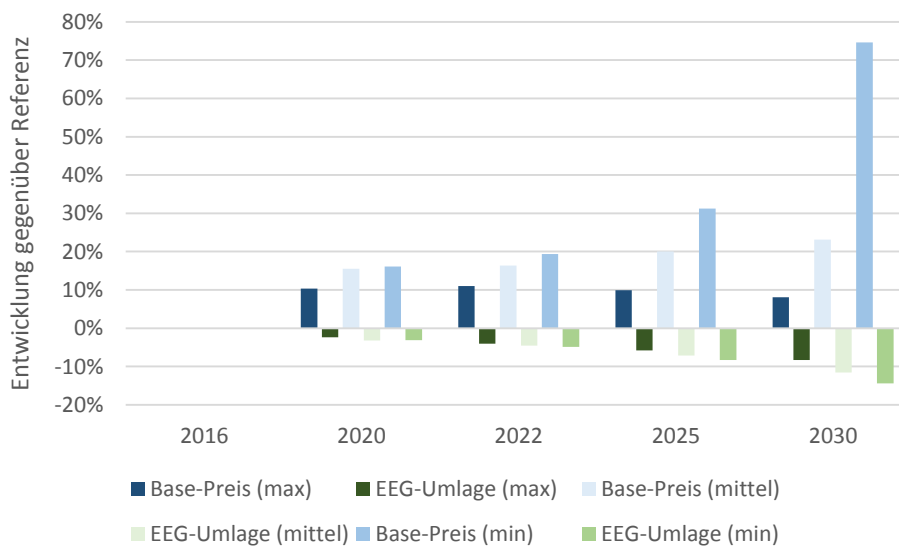


Abbildung 24 Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im BMWi-Szenario auf die EEG-Umlage

4.7.3 Szenario 2: Erreichung der politischen Zielsetzungen

Das Szenario orientiert sich an den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und 55 % bis 2030, jeweils gegenüber 1990, zu senken. Diese Ziele werden auf den Kraftwerkspark übertragen, womit ausgehend von 357 Mio. Tonnen CO₂ in 1990 (UBA 2014, S.2) der Kraftwerkspark in 2020 maximal 214 Mio. Tonnen CO₂ und in 2030 maximal 161 Mio. Tonnen CO₂ jährlich emittieren soll.

Entlang der in Kapitel 4.5 erarbeiteten Rangfolge werden Kohlekraftwerke unter Berücksichtigung ihrer aus heutiger Sicht ggf. bestehenden Systemnotwendigkeit sukzessive vom Netz genommen, so dass die Emissionsziele erreicht werden können. Es handelt sich dabei um die Blöcke 1 – 72 der im Anhang A.1 enthaltenen Rangliste Kohleausstieg). Über den Betrachtungszeitraum 2016 bis 2030 gehen damit gegenüber dem Referenz-Szenario folgende Leistungen vom Netz:

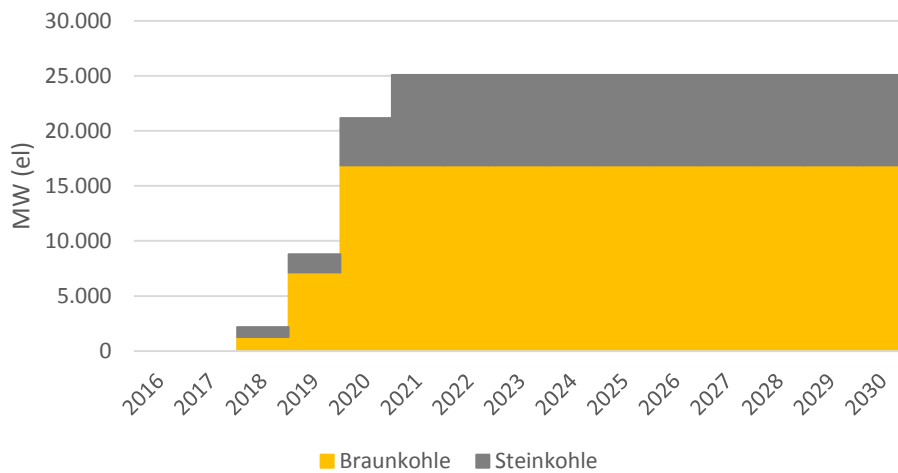


Abbildung 25 zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im Ziel-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert)

Da gerade Steinkohlekraftwerke teils als KWK-Anlagen betrieben werden, sind diese, auch zur Erhaltung des Primärenergiefaktors in der Fernwärme⁵⁵, durch neue KWK-Anlagen zu ersetzen. Da in diesem Szenario zudem ein Zubau von neuen Kohlekraftwerken ausgeschlossen wird – vorbehaltlich der sich bereits im Bau befindlichen Anlagen – wird die Wärmenachfrage durch GuD-Anlagen mit angeschlossenen Wärmespeichern gedeckt. Durch die gegenüber Kohlekraftwerken vergleichsweise hohe Stromkennzahl wird zugleich der Anteil an Leistung erhöht.

⁵⁵ Der Primärenergiefaktor eines Wärmenetzes ist für Neubauten, die sich an dieses Netz anschließen, mit ausschlaggebend, ob die Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie des EEWärmeG eingehalten werden können.

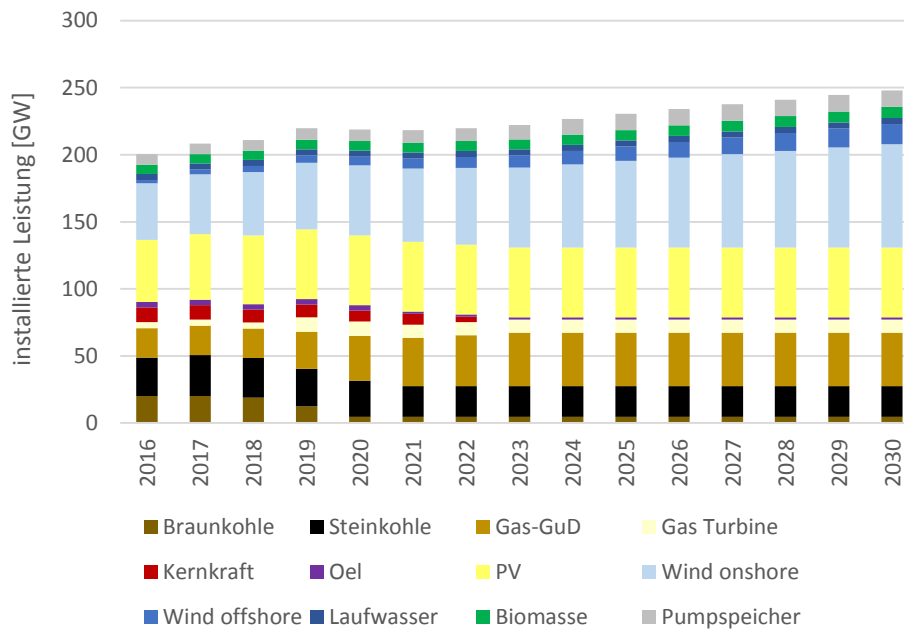


Abbildung 26 Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 2 „Erreichung der politischen Zielsetzung“

Entsprechend der Rangliste werden zunächst nahezu alle Braunkohlekraftwerke bis 2020 stillgelegt. Allein die beiden in 2012 in Betrieb gegangenen Braunkohlekraftwerksblöcke ‚Neurath G‘ und ‚Boxberg Block P‘ bleiben mit jeweils 1.050 MW Nettolenleistung am Netz. Für alle anderen Braunkohlekraftwerke wird unterstellt, dass sie sich bereits ausreichend im Sinne des Rechtsrahmens amortisiert haben (vgl. Kapitel 7.3.1.3), um eine Abschaltung erleichtern zu können. Ab 2020 kommt zudem ein Block in Niederaußem mit 1.100 MW und einer in Profen mit 660 MW hinzu. Eine detaillierte Liste der abgehenden Anlagen, einschließlich bereits heute geplanter Stilllegungen, findet sich in der Anlage.

Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt gegenüber dem Referenzszenario unverändert.

Die Auswirkungen auf die Stromerzeugungsmengen gegenüber Referenz sind wie zu erwarten eine extreme Absenkung der Strommengen aus Braunkohle, welche insbesondere durch steinkohle- aber auch erdgasbefeuerte Anlagen substituiert werden. Ein weiterer Teil wird durch Kernkraft (bis zum endgültigen Ausstieg), Wind-onshore und Importe ergänzt. Der Abbau inflexiblerer Kraftwerke und damit zugleich die Minderung von kostengesteuerten Must-Run-Kapazitäten führt zu einer geringeren Abschaltung von Wind-onshore-Anlagen gegenüber der Referenz.

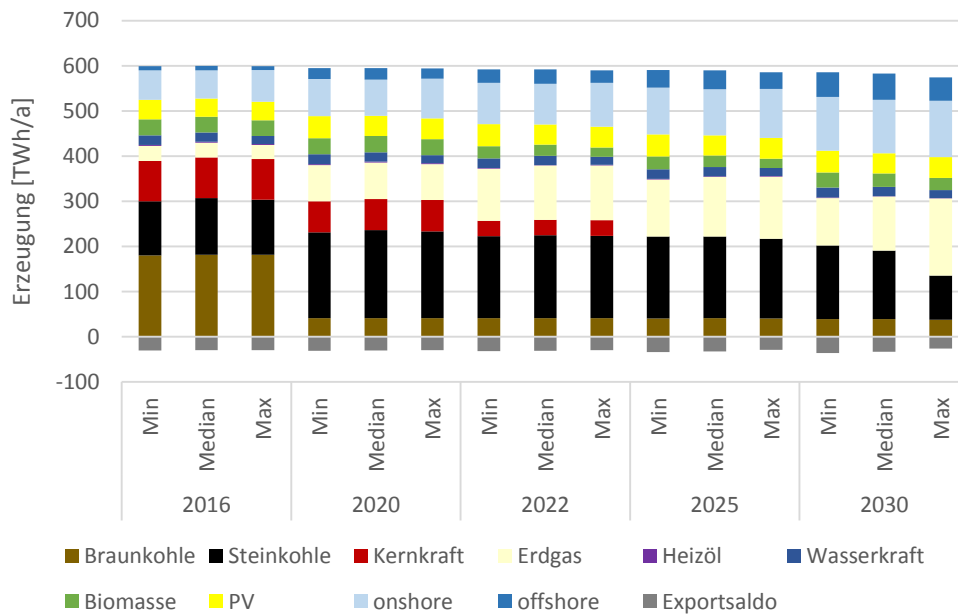


Abbildung 27 Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Ziel-Szenario bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad

Der Anteil erneuerbarer Energien ändert sich trotz der Verschiebungen der Erzeugungsmengen nicht, sie haben aber eine Verschiebung der durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden zur Folge, wie Abbildung 28 aufzeigt.

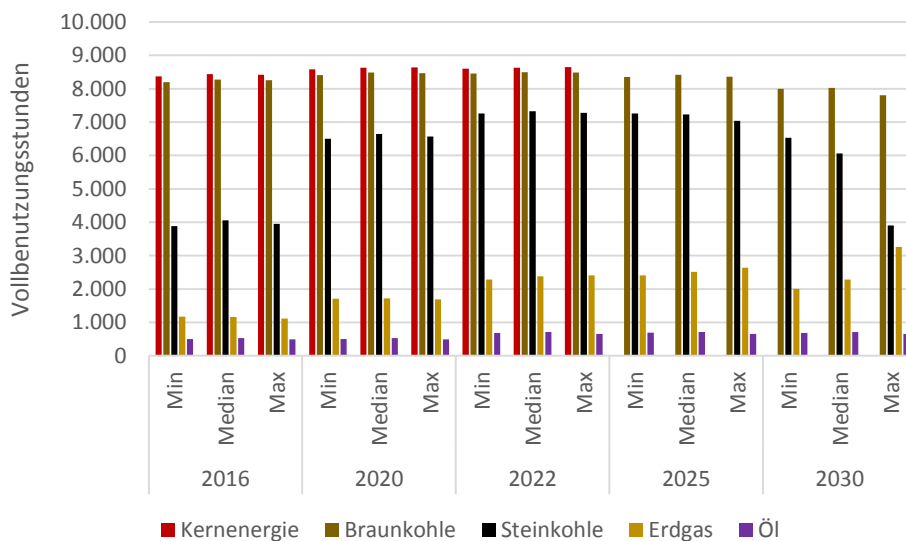


Abbildung 28 Entwicklung der Vbh im Ziel-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad

Auch im Zielszenario kommt es durch den planmäßigen Marktaustritt der Atomkraftwerke Anfang der 20er Jahre zu einer Erhöhung der jährlichen Treibhausgasemissionen in den sich direkt anschließenden Folgejahren. Ein zielorientiertes Ausscheiden von weiteren Steinkohlekraftwerken gekoppelt mit einem wärmeorientierten Ausbau von Gaskraftwerken führt letztendlich zu einer weiteren Minderung der Emissionen und zur Erreichung der Emissionsziele in 2030.

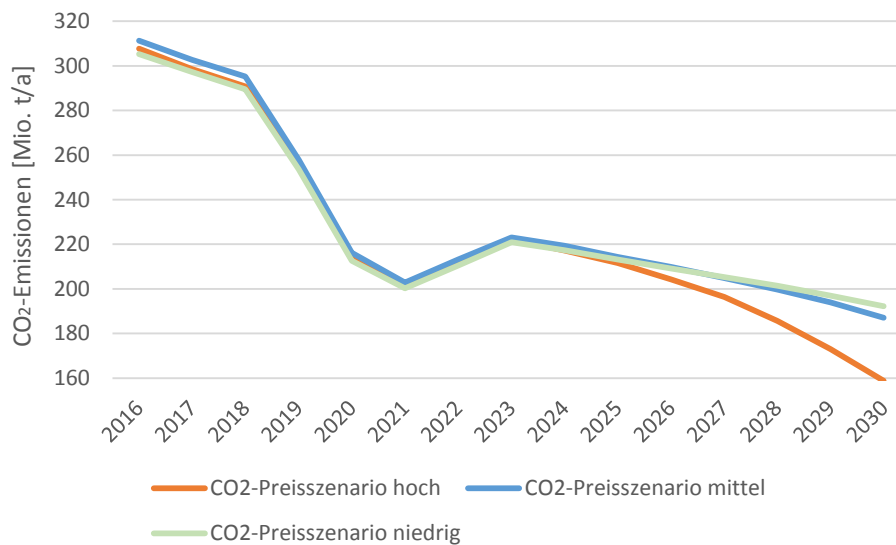


Abbildung 29 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Ziel-Szenario bis 2030

Die Substitution von Steinkohlekraftwerken durch mit Erdgas betriebene Anlagen erhöht gegenüber dem Referenzszenario die Preisentwicklung in den 15 Jahren je nach CO₂-Preisszenario um 14 % (Hochpreis) bis 125 % (Niedrigpreis). Der maximale Preis liegt bei etwa 160 €/MWh, der minimale Preis bei etwa – 60 €/MWh. Keine der in Kapitel 4.2.4 dargestellten Lastmanagement-Optionen würde daher aktiviert werden.

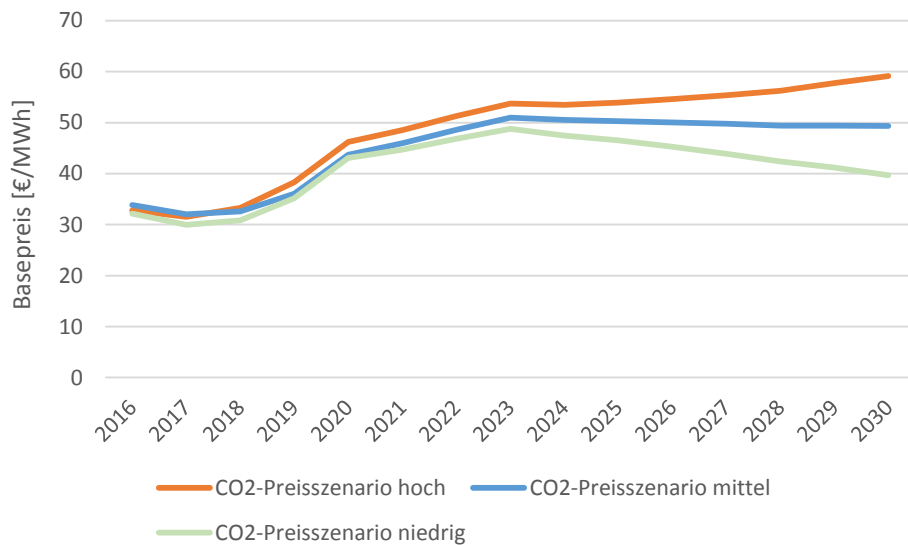


Abbildung 30 Entwicklung der Base-Preise im Ziel-Szenario bis 2030 (real 2012)

Der hier abgebildete Base-Preis gibt zugleich die Preisentwicklung auf den Terminmärkten des jeweiligen Vorjahres wieder.

Gegenüber der Referenz erhöhen sich im Ziel-Szenario die Base-Preise aus denen bereits zuvor dargelegten Gründen. Dies wirkt sich einerseits auf die Differenzkosten aus. Andererseits werden die EEG-Anlagen weiterhin über die Jahre zugebaut und die Wirkung des Ausscheidens alter und vergleichsweise teurer EEG-Bestandsanlagen kommt erst spät durch.

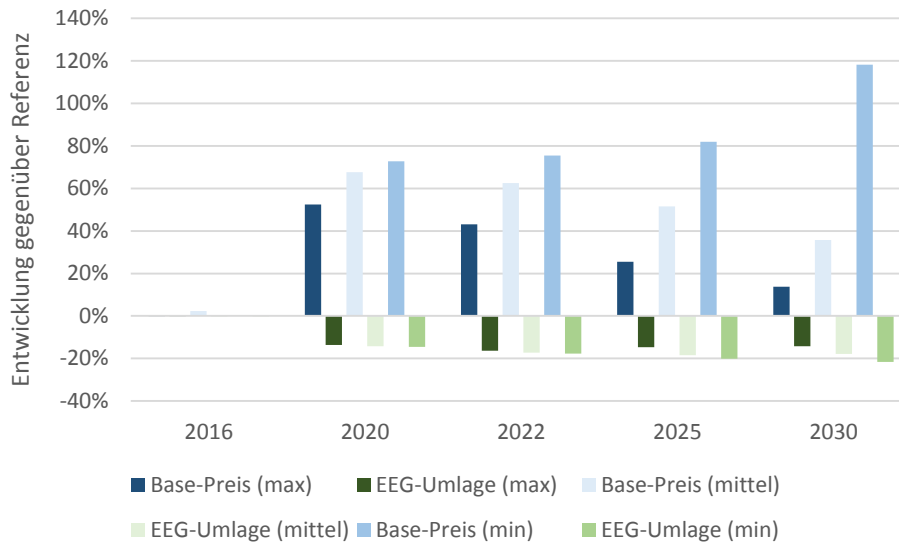


Abbildung 31 Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im Ziel-Szenario auf die EEG-Umlage

Lediglich im Hochpreis-Szenario (Base-Preis max) sind zum Jahr 2030 ausgleichende Tendenzen zu erwarten. Ansonsten kommt es in den hier betrachteten Varianten zu einem Anstieg in Summe, da der Marktpreis stärker steigt, als die EEG-Umlage sinkt.

4.7.4 Szenario 3: Kohleausstieg

Das Kohleausstieg-Szenario ist eine Erweiterung von Szenario 2 und visiert den Ausstieg aus der Kohle bis 2040 an. Das Jahr 2040 wurde aus zweierlei Gründen gewählt: Einerseits führt bereits das Ziel-Szenario, wenn die Entwicklung bis 2030 linear fortgeführt wird, bereits nahe an einen Kohleausstieg heran, insofern Kraftwerke mit den höchsten spezifischen Emissionen vorrangig abgeschaltet werden. Andererseits existiert ein Kohleausstieg bis 2040 bereits seit mehreren Jahren im politischen und wissenschaftlichen Raum. Unter anderen hat sich auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) der Bundesregierung im April 2014 für einen Ausstieg bis 2040 ausgesprochen.

Aus diesem Ziel resultiert eine Absenkung der CO₂-Emissionen auf rund 202 Mt/a bis 2020 bzw. auf 149 Mt/a bis 2030.

Hierzu werden weitere Kraftwerke vom Netz genommen, wobei jährlich in etwa gleiche Anteile an Steinkohle-Kraftwerksleistung zurückgebaut werden. Zusätzlich zu denen von Szenario 2 werden die Blöcke 73 - 101 bis 2030 vom Netz genommen (vgl. Anhang Rangliste Kohleausstieg).

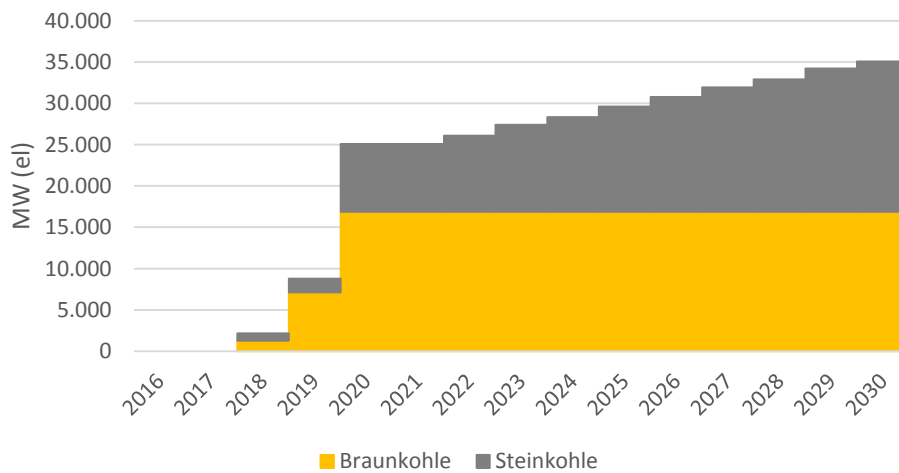


Abbildung 32 zusätzlich abgehende Leistung aus Kohle-Kraftwerksblöcken im Kohleausstieg-Szenario gegenüber dem Referenz-Szenario (kumuliert)

Auch hier werden Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung durch GuD-KWK-Anlagen ersetzt, was im Vergleich zu Szenario 2 aufgrund der Stromkennzahl von GuD-Anlagen zu einem deutlichen Zuwachs an Leistung führt.

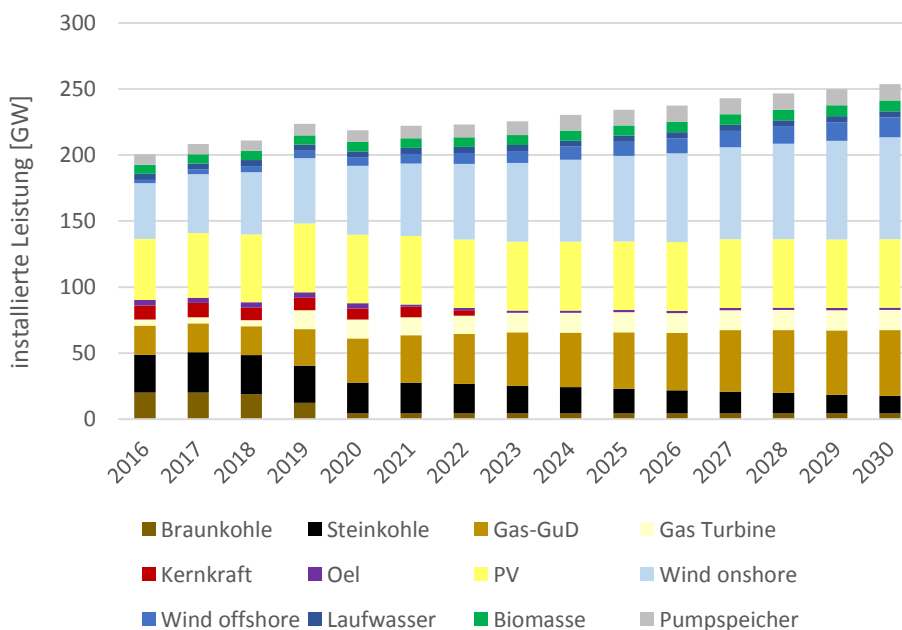


Abbildung 33 Entwicklung der installierten Leistung in Szenario 3 „Kohleausstieg“

Der Rückbau von Braunkohlekraftwerken wird in diesem Szenario ebenfalls durch die Neuanlagen Neurath G' und ‚Boxberg Block P‘ sowie die im Bau befindlichen Anlagen in Niederaußem und Profen begrenzt. Eine detaillierte Liste der abgehenden Anlagen, einschließlich bereits heute geplanter Stilllegungen, findet sich in der Anlage.

Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt gegenüber dem Referenzszenario unverändert.

Die deutliche Absenkung der Strommengen aus Braunkohle entspricht der in Szenario 2. Durch die zeitgleiche, aber vergleichsweise moderate Absenkung von Steinkohle- kraftwerksleistung ist ein rascher Ausbau von Erdgas-Kraftwerken notwendig. Bis zu ihrem endgültigen Ausstieg trägt auch die Kernkraft sowie Wind-onshore aufgrund ge- ringerer Abschaltung zur Brennstoffsubstitution bei.

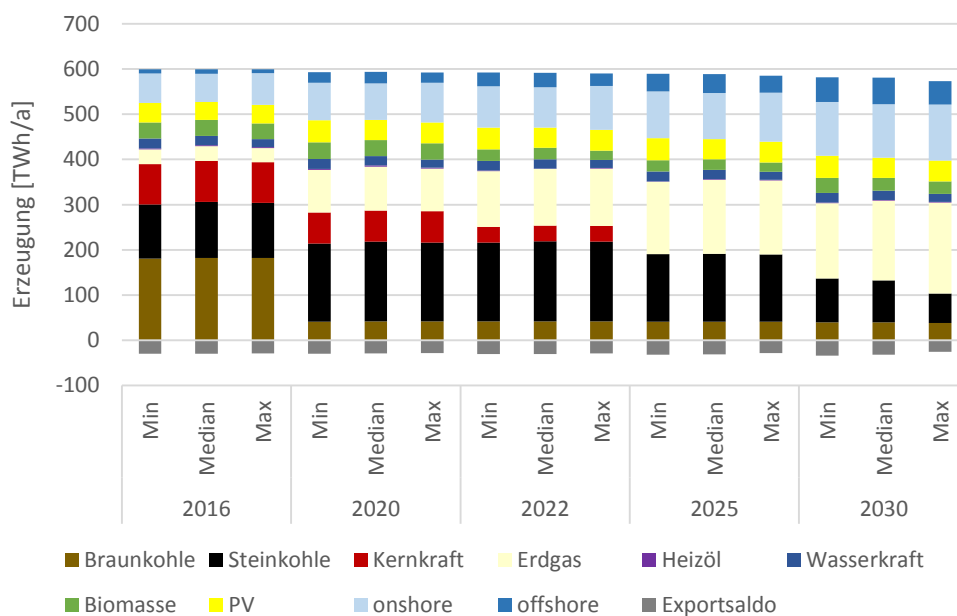


Abbildung 34 Entwicklung der Stromerzeugung nach Technologien im Kohleausstieg-Szenario bei minimalem, mittlerem und maximalem CO₂-Preis

Es kommt zu einer weiteren Verschiebung des Einsatzes der verbleibenden konventionellen Kraftwerke zu Gunsten von mit Erdgas befeuerten Kraftwerken. Im direkten Vergleich mit Abbildung 35 zeigt sich, dass ab Mitte der 2020er Jahre die Steinkohle zunehmend mehr Vollbenutzungsstunden aufweist, was an den günstigeren Grenzkosten und der sich kontinuierlich vermindernenden Steinkohlekapazität liegt. Dennoch führen andere Entwicklungen wie z.B. der Ausbau der erneuerbaren Energien dazu, dass die verbleibenden Steinkohlekraftwerke nicht mit ihrer Auslastung der Braunkohle

nacheifern. Erdgasbetriebe Anlagen können entsprechend dem Rückbau der Steinkohle weiter die Auslastung erhöhen und erreichen mittlere Vollbenutzungsstunden von über 2.000 Stunden pro Jahr.

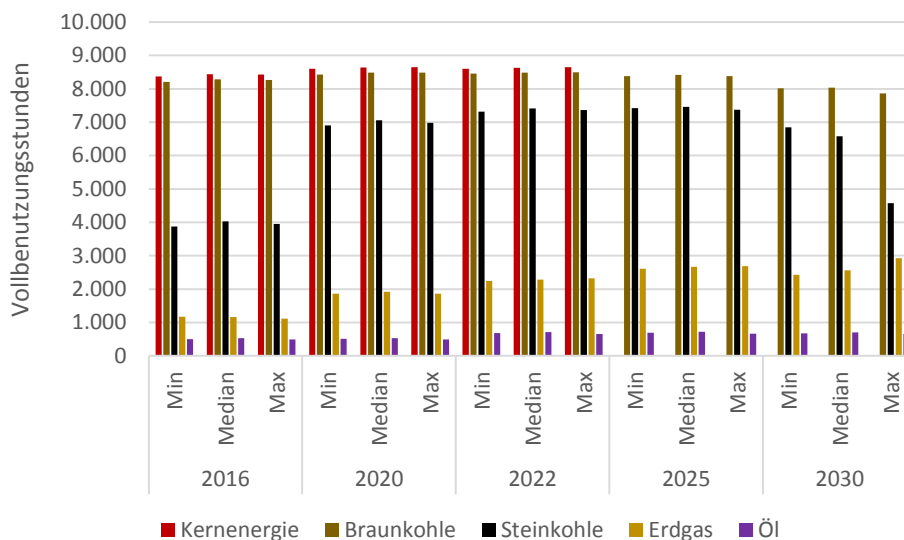


Abbildung 35 Entwicklung der Vbh im Kohleausstieg-Szenario bei niedriger, mittlerer und hoher Preisentwicklung bei minimalem, mittleren und maximalen CO₂-Preisfad

Die jährlichen CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks entwickeln sich zunächst ähnlich denen von Szenario 2. Dennoch liegen sie bereits 2020 um 12 Mio. Tonnen CO₂ niedriger. Bis 2030 erhöht sich diese Differenz, je nach CO₂-Preisszenario, auf bis zu 38 Mio. Tonnen.

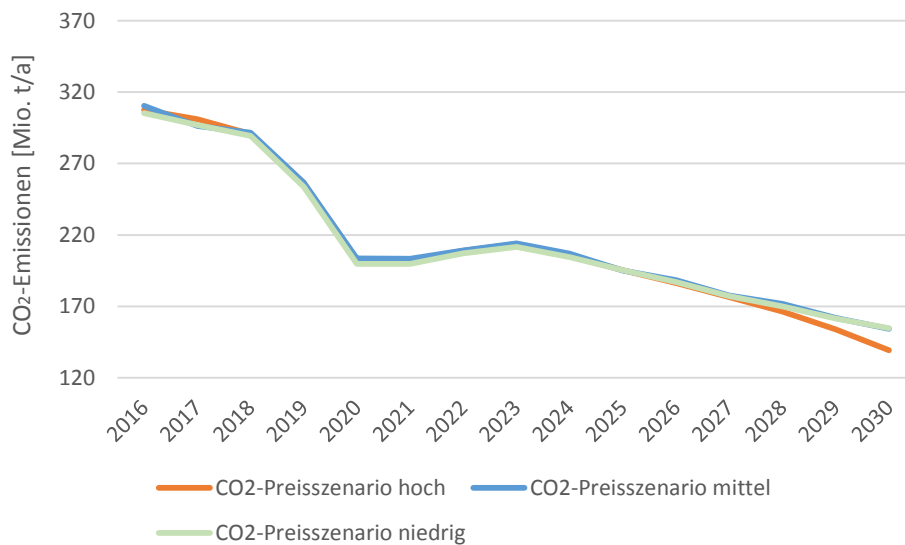


Abbildung 36 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Kohleausstieg-Szenario bis 2030

Die im Vergleich zu Szenario 2 ausgeprägte Substitution von Steinkohlekraftwerken durch erdgasbetriebene Anlagen erhöht daher bereits Anfang der 2020er Jahre den Preis über die Entwicklung des Ziel-Szenarios hinaus. Gegenüber dem Referenzszenario ergibt sich eine Preisentwicklung in den hier betrachteten 15 Jahren um 14 % (Hochpreis) bis 135 % (Niedrigpreis), je nach CO₂-Preisszenario. Auch im Ausstiegsszenario werden keine Preisniveaus erreicht, welche zu einer Aktivierung der in Kapitel 4.4 vorgestellten Lastoptionen führen würden. Der höchste Preis im Betrachtungszeitraum findet sich im Jahr 2026 mit 163 €/MWh und der niedrigste Preis in diesem Szenario bei – 41,5 €/MWh im Jahr 2018.

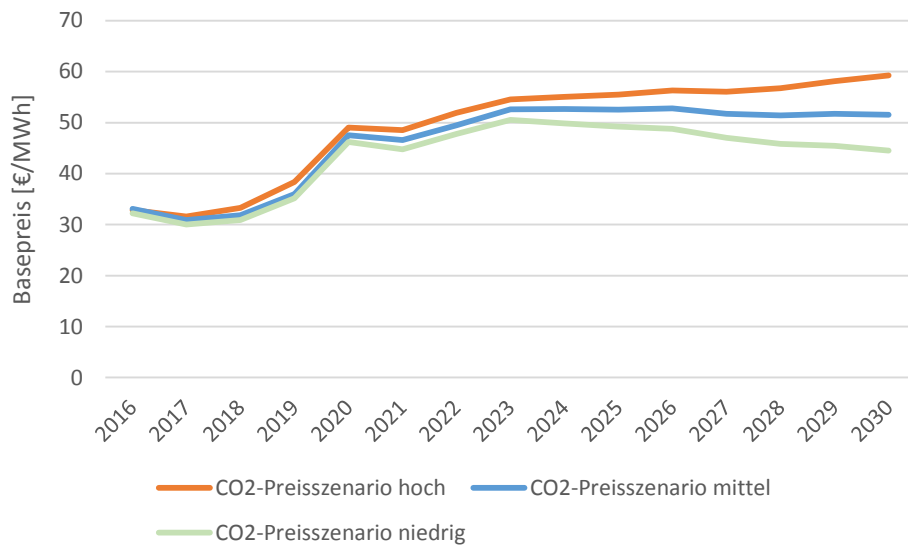


Abbildung 37 Entwicklung der Base-Preise im Kohleausstieg-Szenario bis 2030 (real 2012)

Der hier abgebildete Base-Preis gibt zugleich die Preisentwicklung auf den Terminmärkten des jeweiligen Vorjahres wieder.

Entsprechend der Entwicklungen bei den Base-Preisen sind auch die Auswirkungen auf die EEG-Umlage im Kohleausstieg-Szenario zu erwarten. Wie auch in Szenario 2 ist im hiesigen Vergleich nur im Hochpreis-Szenario ein ggf. ausgleichender Effekt zwischen Base-Preisen und EEG-Entwicklung bis 2030 zu erwarten.

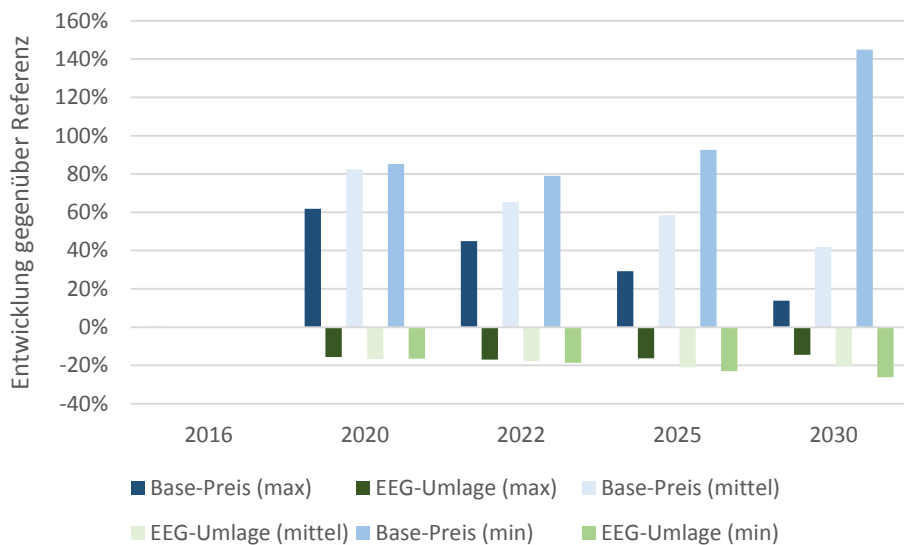


Abbildung 38 Auswirkung der Base-Preis-Entwicklung im Ziel-Szenario auf die EEG-Umlage

4.7.5 Zusammenfassung und Bewertung der Simulations-Ergebnisse

Gemäß den Zielanforderungen jedes Szenarios werden Kohle-Kraftwerke entlang der in Kapitel 4.5 definierten Rangfolge solange vom Netz genommen, bis die Emissionszielmengen pro Jahr bei mindestens einem der drei unterstellten Preispfade in den Jahren 2020 und 2030 erreicht werden.

Die verschiedenen Szenarien zeigen, dass eine Versorgung trotz eines deutlichen Rückbaus an Kohlekraftwerken und bei den hier unterstellten Randannahmen sicher erscheint. Einen sicherlich erheblichen Beitrag dazu leistet die Substitution der Kohle-KWK- durch Gas-KWK-Anlagen. Sie kommen zum Einsatz, um die Primärenergieeffizienz von KWK-Anlagen zu erhalten und in diesem Kontext auch weiterhin Emissionen zu reduzieren. Inwiefern statt Erdgas Biomethan oder Biogas eingesetzt werden könnte, wurde nicht untersucht.

Der Rückbau bzw. Energieträgertausch der Kapazitäten hat nicht nur Auswirkungen auf die Emissionen, sondern führt in dem hier simulierten day-ahead-Markt zu einer deutlichen Erhöhung der Strompreise, was, je nach Perspektive, positive wie negative Folgen mit sich führt.

- a) Durch den in den Simulationen zunehmend hohen Anteil an Gas-Kraftwerken werden diese preissetzend. Ab diesem Zeitpunkt gelingt es ihnen teilweise auch, Beiträge zur Deckung der Fixkosten aufgrund von Unterschieden im Einsatz und in der Stromkennzahl zu erwirtschaften.
- b) Da weder die jetzigen Marktsignale noch die sich in den Simulationen bis etwa Mitte der 2020er Jahre ergebenden ausreichend Anreize für einen derartigen Zubau senden werden, bleibt offen, wie der Übergang bewerkstelligt werden kann. Die Entwicklung eines entsprechenden Instrumentariums war nicht Gegenstand der Untersuchungen. Da die entstehenden Gas-Kraftwerke allerdings als KWK-Anlagen ausgelegt sind, ist darauf hinzuweisen, dass mit einer entsprechenden Ausgestaltung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes der notwendige Beitrag geleistet werden könnte.
- c) Für Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten bedeutet dies einen zusätzlichen Beitrag zur Deckung der Fixkosten, wie auch Gewinnzuwächse.
- d) Die erhöhte Nachfrage nach Erdgas kann dazu führen, dass die Preise hierfür stärker ansteigen, als in den Szenarien unterstellt. Da Erdgas zudem ein wesentlicher Brennstoff zum Heizen ist und auch mittels der neuen Gas-KWK-Anlagen in der Fernwärme dominant wird, sind Auswirkungen auf den Wärmesektor zu vermuten.

- e) Steigende Preise bei Strom und Gas könnten sich einerseits positiv als Anreiz für mehr Effizienz auswirken. Andererseits werden sie aber auch soziale Fragen aufwerfen⁵⁶. Ein Ausgleich muss in Härtefällen aber über das Sozialrecht geschaffen werden und nicht über das Energierecht.
- f) Eine geringer werdende Nachfrage nach Kohle kann deren Preise senken und Anreiz in anderen Ländern sein, noch mehr in Kohlekraftwerke zu investieren.
- g) Mit steigenden Strompreisen sinken die Differenzkosten zwischen EEG-Vergütungsanspruch und Marktpreis, was zu einer Absenkung der **EEG-Umlage** führt. Aufgrund des Anteils an EEG-Strom an der Gesamtstromerzeugung sowie der sich ergebenden Marktwertfaktoren sinkt die EEG-Umlage anteilig jedoch geringer, als die Marktpreise ansteigen. Die Simulationen lassen in einigen Szenarien etwa ab der Mitte der 2020er Jahre einen Ausgleich erwarten, wobei allerdings hier nur die Wirkung der Strompreise und Durchschnittsvergütungen, nicht aber die anderen Faktoren der EEG-Umlage wie Liquiditätsreserve, Nachholungen und Begünstigungen, berücksichtigt wurden.
- h) Unternehmen, die von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, müssen generell mit steigenden Stromkosten rechnen.
- i) Anreize für den Zubau von Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagement bleiben gering.

Die zunehmende Flexibilität der Kraftwerke, geringe Preisunterschiede bei den preissetzenden Kraftwerken, als auch der Ausgleich über Ländergrenzen hinweg, verringert die Anzahl und das Niveau von Extrempreisen. Das Geschäftsmodell von **Speichern** besteht auf dem Energy-only-Market im Wesentlichen darin, Strom zu niedrigen Preisen einzukaufen und zu höheren Preisen wieder zu verkaufen. Die Wirtschaftlichkeit von Speichern ist durch die Wirkungsgradverluste geprägt, das Verhältnis zwischen Ein- und Verkaufspreis muss daher mindestens so groß sein, wie der Wirkungsgradverlust von Ein- und Ausspeicherung bzw. vielmehr größer, um auch entsprechende Deckungsbeiträge für die sonstigen Kosten zu erwirtschaften.

Die Preisbildung im day-ahead-Handel erfolgt im Rahmen einer Einheitspreisauktion, bei der die Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks den Preis für alle Teilnehmer

⁵⁶ Eine Abschätzung der Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf den Fernwärmepreis hat bei der Erstellung der Simulation nicht im Fokus gelegen, weshalb dafür nötige Ausgabeparameter nicht implementiert wurden. In grober Näherung wird auf Basis durchschnittlicher Fernwärmepreise nach AGFW (2014) sowie Berechnungen von Prognos et al. (2014) zu Wärmegestellungskosten der maximale Preisanstieg auf rund 2 ct/kWh geschätzt. Dies würde einer Versorgung über Gas-Heizwerken entsprechen. Mit Gas-KWK-Anlagen sollten die Kosten deutlich niedriger ausfallen.

bestimmen. Übertragen auf das Modell der Merit-Order bedeutet dies, dass es für Speicher umso günstiger ist, je größer die relativen Unterschiede zwischen den Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke sind. Gleichen sich die Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke an, so nehmen die relativen Unterschiede zwischen den einzelnen Preisen tendenziell ab. Die Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke wiederum sind abhängig von den jeweiligen Rohstoffpreisen sowie den individuellen Wirkungsgraden der einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerkstypen.

Eine Angleichung der Grenzkosten kann im bestehenden Kraftwerkspark grundsätzlich durch zwei Möglichkeiten erfolgen:

1. Eine tendenzielle Beschränkung auf einen Energieträger, wie es in den Szenarien durch die teilweise Substitution von Kohle- durch Gaskraftwerke die Folge ist.
2. Oder einer (signifikanten) Preissteigerung bei CO₂-Emissionsberechtigungen, die den Preisvorteil des tendenziell günstigeren Energieträgers Kohle gegenüber Gas verringert.

Diese Effekte sowie bestehenden Ausgleichseffekte im Central-West-Europe (CWE)-Marktkopplungsgebiet führen dazu, dass durch einen Kohleausstieg, insbesondere in Verbindung mit höheren CO₂-Kosten, der day-ahead-Markt als Geschäftsmodell für Speicher zunehmend unattraktiver wird.

Eine Betrachtung der Variationskoeffizienten, als normalisierte Darstellung der Streuung, verdeutlicht die für Speicher relevante Entwicklung der relativen Preisschwankungen. Im Rahmen der Kohleausstiegsszenarien liegt die relative Streuung (nahezu) immer unter der Streuung im Referenzszenario (grau) und überschreitet das Startniveau nicht bzw. nur kaum.

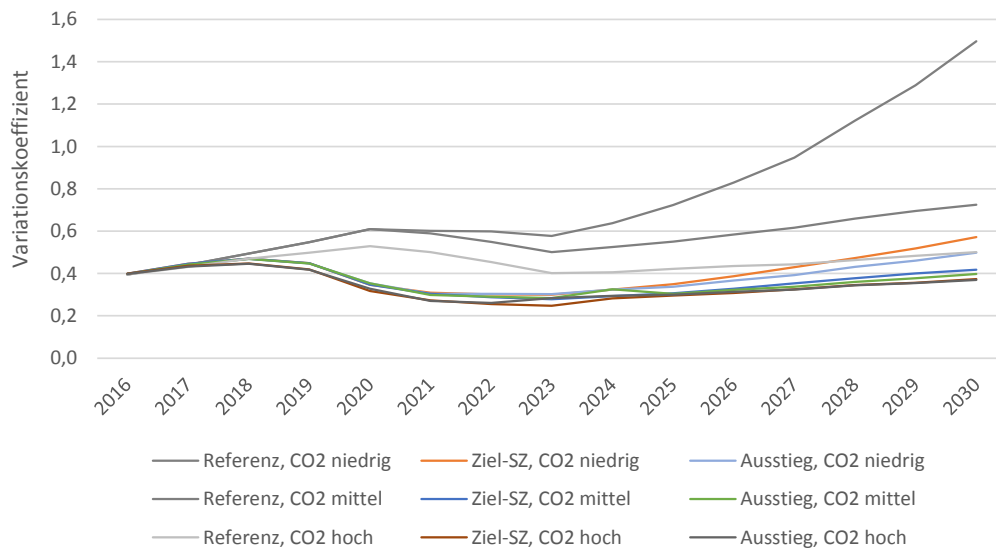


Abbildung 39 Vergleich der Variationskoeffizienten in den Szenarien

Verbunden mit dem stetigen Ausbau der fEE steigt allerdings auch der Bedarf an viertelstündlichem Ausgleich sowie ggf. Regelleistung. Es ist zu vermuten, dass sich darauf zukünftige Geschäftsmodelle konzentrieren.

Während bei Speicheroptionen die relativen Preisschwankungen entscheidend sind, benötigen Lastmanagementoptionen die Überschreitung von Auslösepreisen. Neben den bereits zuvor genannten Ausgleichseffekten, die die Häufigkeit von entsprechenden Extremwerten bereits einschränken, wirken sich steigende Strompreise auch auf das Bietverhalten der EE-Direktvermarkter aus. Denn neben den konventionellen Kraftwerken sind im Regime der gleitenden Marktprämie auch dargebotsabhängige erneuerbare Energien preissetzend. Das Gebotsverhalten orientiert sich an der erwarteten monatsdurchschnittlichen Marktprämie. Es kann unterstellt werden, dass die Direktvermarkter grundsätzlich immer deren negativen Wert als untersten Preis anbieten. Einerseits erhöhen sie damit die Chancen innerhalb der Merit-Order zum Zuge zu kommen, andererseits begrenzen sie ihre Bereitschaft zur Einspeisung im Idealfall auf einen Wert von 0 €/MWh. Die Marktprämie wiederum bestimmt sich als Differenz zwischen dem grundsätzlichen Vergütungsanspruch (bzw. dem anzulegenden Wert) und dem (monatsdurchschnittlichen) Marktwert des jeweiligen Energieträgers.

$$\text{Marktprämie}(MP) = \text{anzulegender Wert } (AW) - \text{spez. Markterlös } (MW_{EE})$$

Bleibt der anzulegende Wert konstant, so führt ein steigender Marktwert zu einer sinkenden Prämie und damit zu einem höheren (weil negativen) Abschaltpreis und umgekehrt. Nachfolgend ist der Effekt nochmals schematisch grafisch dargestellt. Der erste Fall beschreibt ein niedriges, der zweite ein höheres Preisniveau. Der anzulegende Wert (AW) kann interpretiert werden, als die durch fEE ausgelöste Preisschwankung und entspricht der jeweiligen Vergütungshöhe.

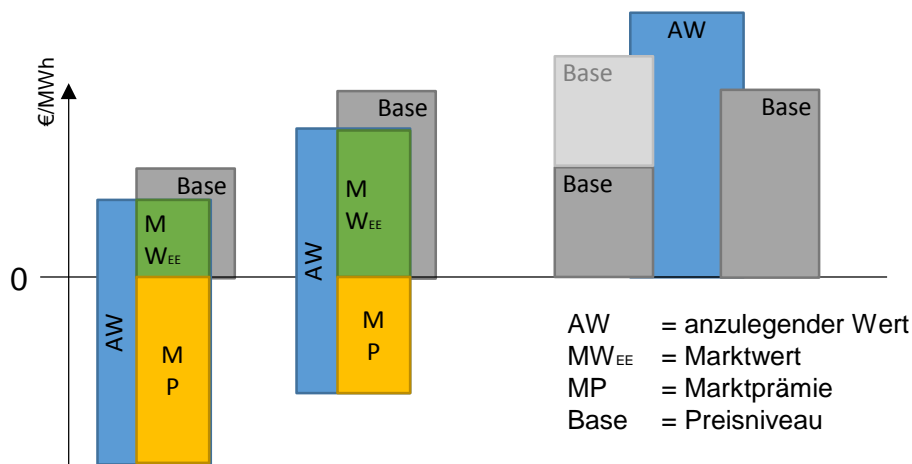


Abbildung 40 Marktprämie und Preisniveau
 Quelle: Eigene Darstellung IZES

Die in den Szenarien in stündlicher Auflösung ermittelten Preise legen den Schluss nahe, dass aufgrund der zuvor genannten Effekte zumindest zusätzliche abschaltbare Lasten, die nach r2b (2014, S. 65) mindestens einer Zahlung von 200 €/MWh bedürfen, bis 2030 keine ausreichenden Anreize finden werden.

5 Ermittlung systemischer Differenzkosten

Für eine ökonomische Bewertung sind die gesamtsystemaren Differenzkosten ein zentraler Indikator. Nicht bestimmt werden Wirkungen auf makroökonomische Indikatoren, wie Bruttoinlandsprodukt oder Erwerbstätigkeit.

Im Vergleich von zwei Szenarien sind dabei alle Kosten zu berücksichtigen. Die Differenzkosten ergeben sich deshalb aus einem Vergleich von Grenzkosten, fixen Betriebskosten und Investitionsausgaben. Hierzu ist erforderlich, das betrachtete System inhaltlich zu definieren sowie räumlich und zeitlich abzugrenzen. Das Vorgehen innerhalb dieser Grenzen und an diesen Grenzen ist zu bestimmen. Für die resultierenden Unterschiede sind dann Daten zu hinterlegen, auf deren Basis die unterschiedlichen Kosten im Zeitablauf bestimmt werden. Der Barwert der unterschiedlichen Kosten ergibt dann die gesuchten Differenzkosten.

Im Folgenden werden zuerst das Vorgehen mit den Systemgrenzen, der Methodik und den verwendeten Daten erläutert. Anschließend werden die Ergebnisse dargestellt.

5.1 Vorgehen

Die Berechnungen der Differenzkosten basiert auf den Ergebnissen der Modellrechnungen. Dort wurden vier Szenarien zugrunde gelegt: Das Referenzszenario, das CO₂-Ziel-Szenario, das „BMW_i plus“-Szenario und das Kohleausstiegsszenario. Differenzkosten ergeben sich aus Szenariovergleichen. Verglichen werden das CO₂-Ziel-Szenario, das „BMW_i plus“- und das Kohleausstiegsszenario jeweils mit dem Referenzszenario. Die Ergebnisse der Vergleiche liefern auch unmittelbar den Vergleich von CO₂-Ziel-Szenario, „BMW_i plus“- und Kohleausstiegsszenario. Dabei werden zuerst unterschiedliche Kosten im Zeitverlauf ermittelt, für die dann der Barwert – die eigentlichen Differenzkosten - bestimmt wird.

Externe Effekte werden im Szenariovergleich nicht berücksichtigt. Allein für die CO₂-Emissionen werden die CO₂-Zertifikatspreise angesetzt, was eine teilweise Berücksichtigung von externen Effekten entspricht. Eine solche Berücksichtigung kann aufgrund der sehr unsicheren externen Kosten des Klimawandels und der vielen die Zertifikatspreise beeinflussenden Faktoren allerdings nur gewisse Hinweise bieten. Die Beschränkung auf die CO₂-Zertifikatspreise hat den entscheidenden Vorteil, dass im Kostenvergleich nur im gegenwärtigen System tatsächlich anfallende Kosten Eingang finden. Dies vereinfacht das Verständnis und die Kommunikation der Ergebnisse.

Betrachtet wird das deutsche Elektrizitätssystem bis zum Jahr 2030. Dabei wird der Netzausbau als konstant angenommen. Zudem wird davon ausgegangen, dass der Nutzen, den die Stromverbraucher aus dem Strombezug ziehen, in allen Szenarien

gleich ist. Dann kann der Vergleich auf die Kosten der Stromerzeugung sowie die Investitions- und Betriebsausgaben für inländische Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement oder Speicher und für Systemdienstleistungen begrenzt werden, sofern dort Unterschiede in den Szenarien existieren.

Durch die Systemwahl „deutsches Elektrizitätssystem bis 2030“ sind folgende Systemgrenzen zu beachten:

- die räumliche Grenze,
- die zeitliche Grenze und
- die sachliche Grenze.

Die räumliche Grenze wird durch Im- und Exporte überschritten. Importe stellen eine Alternative für eine inländische Erzeugung dar. Sie sind deshalb als zusätzlich zu den im Inland anfallenden Kosten anzusehen und bewertet mit den jeweiligen Preisen zu den inländischen Systemkosten jedes Szenarios zu addieren. Umgekehrt werden die auf Deutschland entfallenden Kosten durch vergütete Lieferungen an das Ausland reduziert. Die mit den jeweiligen Preisen bewerteten Exportlieferungen sind demnach von den inländischen Systemkosten abzuziehen.

Zeitlich werden die Jahre 2014 bis 2030 betrachtet. Da für die Fragestellung vergangene Entwicklungen irrelevant sind, bedarf es für das Startjahr 2014 keiner Bereinigungen zwischen den Szenarien⁵⁷. Intertemporal bedeutend sind Unterschiede in den bewerteten Beständen an Kapitalgütern⁵⁸. Diese sind im Allgemeinen in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich, da sowohl zu verschiedenen Zeiten in Kraftwerke und gegebenenfalls Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen als auch in verschiedene Anlagen investiert wird. Der Endbestand der Kapitalgüter im Jahr 2030 unterscheidet sich daher. Eine Bereinigung erfordert daher einen Wertansatz für Kapitalgüter. Hierfür kommen verschiedene Methoden in Frage. Verwendet wird der Ansatz einer linearen Wertverringerung der Investitionsausgaben über die Lebensdauer der betrachteten Anlagen. Für Ende des Jahres 2030 wird dann der Gesamtwert des Kapitalbestandes bestimmt und zwischen den Szenarien verglichen⁵⁹. Ein höherer Wert verringert dabei die Differenzkosten. Dadurch werden die nach dem zeitlichen Ende der Szenariorechnung für eine weitere zukünftige Nutzung vorhandenen Inves-

⁵⁷ Das ist bei anderen Fragestellungen nicht der Fall. Z.B. bedarf es für die Frage, welche Wirkung der EE-Ausbau auf das Stromsystem hat, eines kontrafaktischen Szenarios in der Vergangenheit, das für die Zukunft fortzuschreiben wäre.

⁵⁸ Rückbaukosten werden nicht berücksichtigt.

⁵⁹ Es handelt sich konzeptionell um das Nettoanlagevermögen zu Anschaffungskosten, das mittels der Kumulationsmethode fortgeschrieben wird.

titionsgüter in der Differenzkostenberechnung berücksichtigt. Ob und in welchem Umfang sie nach 2030 positive Deckungsbeiträge liefern, bleibt hierbei offen. Gleichzeitig wird nicht berücksichtigt, dass der unterschiedliche Kraftwerkbestand nach 2030 auch unterschiedliche Grenzkosten der dann erfolgenden Stromerzeugung impliziert. Im Vergleich zu einem Ansatz über Stromgestehungskosten, hat dieses Vorgehen in Verbindung mit der Berücksichtigung der Investitionsausgaben (s.u.) den Vorteil, dass keine Vollbenutzungsstunden für die Berechnung festgelegt werden müssen. Denn die Vollbenutzungsstunden ergeben sich aus dem Simulationsmodell endogen und unterscheiden sich daher im Allgemeinen in verschiedenen Szenariorechnungen. Deshalb bergen auf Stromgestehungskosten umgelegte annuitätische Kapitalkosten ein zusätzliches Fehlerpotenzial.

Sachlich wird die Elektrizitätsversorgung als Ganzes betrachtet. Dabei können zwischen den Szenarien grundsätzlich Unterschiede im Strombeitrag zum Wärme- oder Mobilitätsbereich auftreten. Derartige Unterschiede sind in den Szenarien nicht vorhanden. Insofern ist keine Bereinigung der Differenzkosten aufgrund der sachlichen Abgrenzung erforderlich.

Für die Berechnung der Differenzkosten zwischen den Szenarien sind Daten zu

- Grenzkosten der Stromerzeugung,
- dem preislich bewerteten Stromexportsaldo
- fixen Betriebskosten der Stromerzeugung,
- Investitionsausgaben der Stromerzeugung und
- darüber hinaus gehende Daten zum Wert der Bestände an Stromerzeugungsanlagen am Ende des Betrachtungszeitraums

erforderlich. Aus den Barwerten der entsprechenden Differenz ergeben sich die Differenzkosten. Verwendet werden dafür Diskontraten von 0 %, 2 %, 4 % und 6 %.

Die wesentlichen Ausgangsdaten für die Berechnung der Differenzkosten bieten die Ergebnisse der Modellrechnungen und die in diesen Rechnungen verwendeten Parameter.

Aus den Rechnungen können die Grenzkosten der Erzeugung unmittelbar übernommen und verglichen werden. Ebenso ergibt sich der preislich bewertete Exportsaldo unmittelbar aus den Modellrechnungen.

Die Kraftwerkliste und deren Fortschreibung in den Rechnungen bilden die eingesetzten Anlagenbestände ab. Aus ihnen werden die Leistungsdaten der Bestände und der Investitionen übernommen sowie die 2030 noch laufenden Kraftwerke bestimmt. Leistungsunterschiede betreffen allein Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie GuD-

KWK- und Gasturbinenkraftwerke. Die installierten Leistungen von Kernkraft, den erneuerbaren Energien sowie Öl- und sonstigen Kraftwerken sind in allen Szenarien gleich. Deshalb können sie in der Berechnung der auf installierten Leistungen basierenden Bestandteile der Differenzkosten unberücksichtigt bleiben. Für die Gas- und Kohlekraftwerke sind hingegen Daten zu den fixen Betriebskosten (in €/kW und Jahr), zu Investitionskosten und zur Lebensdauer zu hinterlegen. Diese Daten sind in folgender Tabelle zusammengefasst. Sie wurden auf Basis einer Literaturstudie ermittelt, wobei insbesondere DLR et al. (2010), Prognos et al. (2014), OekoInstitut (2014) und Konstantin (2009) herangezogen wurden. Auf eine zeitliche Variation der Kosten wurde verzichtet, da eine solche Variation insbesondere im Vergleich zur Datenunsicherheit relativ geringfügig ausgefallen wäre. Verwendet wurden zentrale Werte innerhalb der Streuung.

Tabelle 15 Annahmen zu Betriebskosten, Investitionskosten und Lebensdauer von Kohle- und Gaskraftwerken⁶⁰

	Investitionskosten (€/kW)	Fixe Betriebskosten (€/kW und Jahr)	Lebensdauer (Jahre)
Braunkohlekraftwerke	1.500	44	50
Steinkohlekraftwerke	1.400	36	40
Gas-GuD	700	28	35
Gas-GT	400	17	25

5.2 Ergebnisse

Zu den Ergebnissen werden zuerst die einzelnen Teile - Grenzkosten der Erzeugung, preislich bewerteter Exportüberschuss, fixe Betriebskosten, Investitionsausgaben und Wert des Kapitalbestands Ende 2030 - jeweils für sich dargestellt und am Ende zu den gesamten Differenzkosten zusammengefasst. Dort wird das Gesamtergebnis auch diskutiert. Unterschieden werden dabei die vier Szenarien Referenzszenario, Zielszenario, „BMWi plus“-Szenario und Kohleausstiegsszenario. Zusätzlich werden die drei Varianten Min, Median und Max unterschieden, die verschiedene Verläufe der zukünftigen CO₂-Zertifikatspreise abbilden. In der Variante Min steigen die CO₂-Zertifikatspreise am wenigsten in Max am meisten. Zur genaueren Beschreibung der Szenarien siehe Kapitel 4.7.

⁶⁰ Dabei werden auch für KWK-Anlagen nur stromseitige Investitions- und Betriebskosten entsprechend der Tabelle herangezogen. D.h.: Es werden keine der Wärmeseite zuzuordnenden Kosten und Erlöse betrachtet.

5.2.1 Ergebnisse zu den Differenzkosten aus Grenzkosten der Erzeugung

Die Abbildung unten zeigt die Differenz der Grenzkosten zum Referenzszenario für das Kohleausstiegs-, das Ziel- und das „BMWi plus“-Szenario. Dabei ist die Differenz für jedes Jahr angegeben. In der Grafik sind die Werte nicht diskontiert.

Als erstes zeigt sich, dass das Ziel- und das Kohleausstiegsszenario sehr ähnliche Differenzen der Grenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario aufweisen. Nur im Szenario „Min“ entwickeln sich die beiden Szenarien in den letzten betrachteten Jahren auseinander. Die Differenzkosten der beiden Szenarien sind wesentlich durch die Substitution der Kohle- durch Gasverstromung in den Ziel- und Kohleausstiegsszenarien geprägt. Dies bewirkt insbesondere den steilen Anstieg der Differenzen bis 2020. Mit einem über die Zeit merklich ansteigenden CO₂-Preis in Max und Median reduzieren sich die Unterschiede der Grenzkosten bis 2030 wieder. Dabei wird in Max gegen Ende des Betrachtungszeitraums ein Niveau der CO₂-Preise erreicht, das zu geringeren Grenzkosten von Ziel- und Kohleausstiegsszenario im Vergleich zum Referenzszenario führen. Auch für die Median-Szenarios ist ein starker Rückgang der Differenzen der Grenzkosten zu beobachten, was jenseits des Jahres 2030 geringere Grenzkosten im Kohleausstiegs- und Zielszenario als im Referenzszenario erwarten lässt. Die Differenzkosten nach „BMWi plus“-Szenario sind nahezu durchgehend geringer als diejenigen der beiden anderen Szenarien. Eine Ausnahme sind die Max-Szenarien, bei denen das „BMWi plus“-Szenario aufgrund seiner stärkeren Kohleverstromung am Ende des Betrachtungszeitraums höhere Grenzkosten als die beiden anderen Szenarien aufweist. Die Ergebnisse für das „BMWi plus“-Szenario resultieren aus dem im Vergleich zu Ziel- und Kohleausstiegsszenario deutlich geringeren Umfang, in dem Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden.

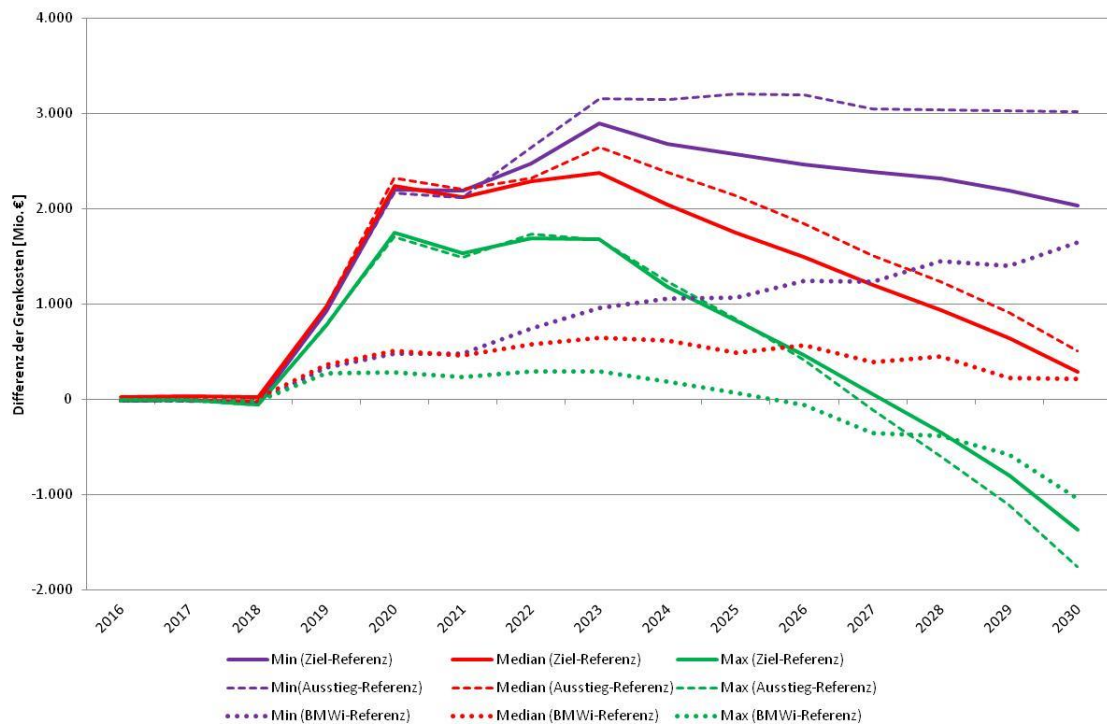


Abbildung 41 Zeitliche Entwicklung der jährlichen Differenz der Grenzkosten zwischen Ziel- Kohleausstiegs- und „BMWi plus“-Szenario im Vergleich zum Referenzszenario

Die daraus resultierenden Gegenwartswerte der Differenzen der Grenzkosten zeigt die folgende Tabelle. Der Gegenwartswert der Kostenunterschiede überschreitet im Szenario Min bei niedrigen Diskontraten 20 Mrd. € deutlich. Die Differenzenkosten entstehen durch die Substitution von Kohle durch Gas. Aufgrund der geringeren Substitution sind die Differenzkosten für das „BMWi plus“-Szenario auch geringer als für die anderen Szenarien. Gleichzeitig ist mit dieser Substitution auch die starke Abhängigkeit der Differenzkosten von der Entwicklung der CO₂-Preise zu erklären. Z.B. sinken im Szenario Kohleausstieg-Max die Differenzkosten aus den Grenzkosten auf maximal rund 6,2 Mrd. €. In diesem Fall ist das Kohleausstiegszenario auch im Vergleich zum Zielszenario günstiger. Die Berechnungen zu den Grenzkosten zeigen mithin deren sehr starke Abhängigkeit von den CO₂-Preisen.

Tabelle 16 Gegenwartswerte der Differenz der Grenzkosten in den verschiedenen Szenarien (in Mio.€ 2015)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario				
Szenario Min	27.304	22.570	18.797	15.766
Szenario Median	18.432	15.625	13.328	11.435
Szenario Max	7.364	6.689	6.052	5.462
Kohleausstieg- minus Referenzszenario				
Szenario Min	32.630	26.757	22.109	18.402
Szenario Median	20.945	17.634	14.943	12.740
Szenario Max	6.202	5.796	5.361	4.924
„BMW plus“- minus Referenzszenario				
Szenario Min	12.062	9.742	7.931	6.506
Szenario Median	5.496	4.607	3.888	3.303
Szenario Max	-832	-446	-180	2
Kohleausstieg- minus Zielszenario				
Szenario Min	5.326	4.187	3.312	2.635
Szenario Median	2.513	2.010	1.615	1.305
Szenario Max	-1.162	-893	-691	-538
Kohleausstiegs- minus „BMW plus“-Szenario				
Szenario Min	20.568	17.014	14.177	11.896
Szenario Median	15.449	13.028	11.055	9.437
Szenario Max	7.034	6.242	5.541	4.922

5.2.2 Ergebnisse zu den Differenzen aus zu Preisen bewertete Exportüberschüsse

Der Vergleich der Grenzkosten liefert noch kein passendes Bild zu den in Deutschland anfallenden unterschiedlichen variablen Kosten, da sie teils dem Export zuzurechnen sind. Auf der anderen Seite führen Stromimporte zu höheren Kosten der Stromversorgung in Deutschland, als die Grenzkosten anzeigen. Deshalb ist der mit den jeweiligen Ex- und Importpreisen bewertete Exportüberschuss zu bestimmen und zwischen den Szenarien zu vergleichen. Die Unterschiede zwischen Ziel-, Kohleausstiegs- und „BMW plus“-Szenario auf der einen und Referenzszenario auf der anderen Seite sind auf dem Weg zur Berechnung der gesamten Differenzkosten von der Differenz der Grenzkosten abzuziehen.

Die Ergebnisse zeigt folgende Tabelle. Im Vergleich zum Referenzszenario sind die Exportüberschüsse gestiegen. Die Differenz erreicht bei einer Diskontrate von 0 % im

Kohleausstiegs- im Vergleich zum Referenzszenario sogar 5 Mrd. €. Die positiven Vorzeichen in der Tabelle kommen zustande, weil im Kohleausstiegs-, Ziel- und „BMW plus“-Szenario der Preisanstieg der Exporte den Mengenrückgang überkompensiert. Die Überkompensation sinkt allerdings mit steigenden CO₂-Preisen, was sich an den sinkenden Werten im Vergleich zwischen Min, Median und Max manifestiert. Im Vergleich zu den Differenzen der Grenzkosten sind die Werte klein aber doch merklich.

Tabelle 17 Barwert der Differenzen der Exportüberschüsse (in Mio.€ 2015)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario				
Szenario Min	4.783	3.904	3.213	2.665
Szenario Median	3.072	2.547	2.128	1.792
Szenario Max	1.402	1.206	1.043	907
Kohleausstieg- minus Referenzszenario				
Szenario Min	5.044	4.111	3.378	2.798
Szenario Median	3.176	2.631	2.197	1.848
Szenario Max	1.403	1.209	1.047	912
„BMW plus“- minus Referenzszenario				
Szenario Min	3.227	2.677	2.245	1.903
Szenario Median	2.517	2.131	1.823	1.575
Szenario Max	2.361	2.003	1.717	1.487
Kohleausstieg- minus Zielszenario				
Szenario Min	261	207	165	133
Szenario Median	103	84	68	56
Szenario Max	1	3	5	6
Kohleausstiegs- minus „BMW plus“-Szenario				
Szenario Min	1.817	1.434	1.133	895
Szenario Median	659	500	374	274
Szenario Max	-958	-794	-670	-575

5.2.3 Ergebnisse zu den Differenzen aus fixen Betriebskosten

Für die Kraftwerke fallen aus Wartung, Instandhaltung und Steuerung fixe jährliche Betriebskosten an. Diese hängen ab vom Kraftwerkspark. Da sich der Kraftwerkspark

in den vier Szenarien unterscheidet⁶¹, sind die Differenzen der Betriebskosten zu berechnen. Die folgende Tabelle zeigt die Resultate.

Sowohl im Ziel- als auch im Kohleausstiegsszenario sind die Betriebskosten merklich geringer als im Referenzszenario. Für das Zielszenario resultiert dies aus den geringeren installierten Leistungen. Darüber hinaus sind sowohl im Ziel- als auch im Kohleausstiegsszenario geringere Leistungen an Kohlekraftwerken und höhere Leistungen an Gas-GuD und Gas-GT als im Referenzszenario vorhanden, was aufgrund der niedrigeren spezifischen fixen Betriebskosten für Gaskraftwerke zu geringeren Gesamtbetriebskosten führt. Auch im „BMW plus“-Szenario macht sich eine Verringerung der Braunkohle-Kraftwerksleistungen bemerkbar. Aufgrund der relativ geringen Reduktion dieser Leistungen sind jedoch die Unterschiede der Betriebskosten im Vergleich zum Referenzszenario merklich geringer als in den anderen beiden Szenarien. Im Vergleich zu den Werten für Differenzkosten aus unterschiedlichen Grenzkosten sind die Werte erheblich und führen zu einer deutlichen Verringerung der Differenzkosten.

Tabelle 18 Barwert der Differenz der fixen Betriebskosten (in Mio.€ 2015)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario	-9.876	-8.138	-6.758	-5.654
Kohleausstieg- minus Referenzszenario	-10.588	-8.723	-7.244	-6.060
„BMW plus“- minus Referenzszenario	-2.469	-1.955	-1.559	-1.251
Kohleausstieg- minus Zielszenario	-711	-585	-486	-406
Kohleausstieg- minus „BMW plus“-Szenario	-8.119	-6.768	-5.685	-4.809

⁶¹ In den Szenarien Min, Median und Max sind innerhalb eines Szenarios (z.B. Kohleausstieg) die installierten Leistungen identisch. Die Darstellung kann sich demnach auf die Referenz-, Ziel-, Kohleausstiegs- und BMWi-Szenarien beschränken. Das gilt dann auch für die unterschiedlichen Investitionsausgaben sowie den Kapitalbestand am Ende der Betrachtungszeit.

5.2.4 Ergebnisse zu den Differenzen aus Investitionsausgaben

Das Referenzszenario unterscheidet sich von den anderen Szenarien v.a. durch längere Laufzeiten bestehender Kohlekraftwerke sowie dem stärkeren Zubau von Kohlekraftwerken. Im „BMW plus“, Ziel- wie auch im Ausstiegsszenario werden Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen, ohne dass hierfür Ersatz erforderlich wird. Abgehende Steinkohle-KWK-Anlagen werden durch GuD-KWK-Anlagen wärmeseitig ersetzt. Die damit einhergehende installierte Erzeugungsleistung reicht aus, dass kein weiterer Bedarf an Erzeugungsleistung benötigt wird.

Im Ziel-Szenario kommt es somit zu einem Zubau von etwa 5,7 GW an elektrischer Leistung im Jahr 2019 gegenüber dem Referenzszenario. Hierfür sind zusätzliche Investitionen von etwa 4 Mrd. € zu tätigen.

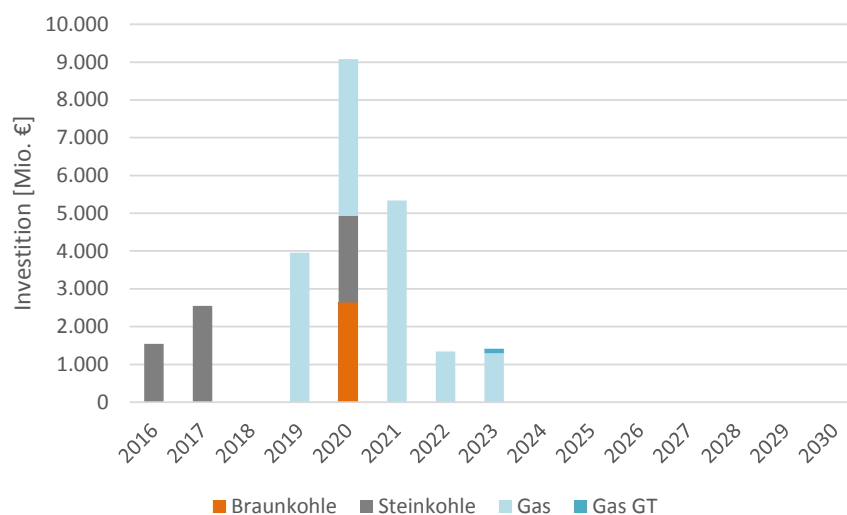


Abbildung 42 Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Ziel-Szenario, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme

Das Ausstiegsszenario bedarf eines weiteren Rückbaus von Steinkohle-Kraftwerken und im Rahmen von Ersatzbedarf in der Fernwärmeversorgung zusätzliche Neuinvestitionen von 11 Mrd. € gegenüber dem Referenzszenario.

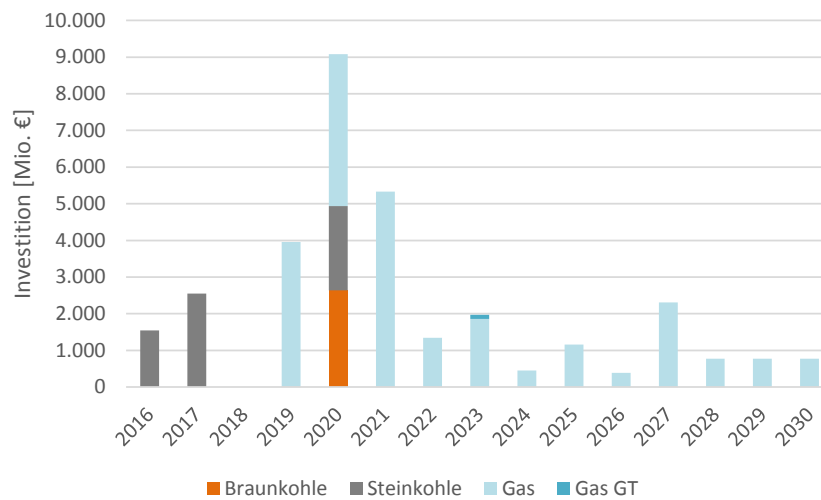


Abbildung 43 Investitionskosten in neue Kraftwerkskapazitäten im Szenario Kohleausstieg, dargestellt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme

Die folgende Tabelle zeigt dementsprechend, dass die Differenzkosten aus Investitionsausgaben vom „BMW plus“-Szenario über das Zielszenario zum Kohleausstiegsszenario steigen. Im „BMW plus“-Szenario werden im Vergleich zum Referenzszenario nur etwa 2,1 - 2,7 Mrd. € an zusätzlichen Investitionen benötigt. Im Zielszenario übersteigen die Investitionsausgaben durch den stärkeren erforderlichen Zubau von GuD-KWK-Anlagen diejenigen im Referenzszenario um 3,1 - 3,8 Mrd. €. Durch den für die Zielerreichung notwendigen zusätzlichen Ersatz von v.a. Steinkohle-KWK-Anlagen erhöht sich diese Differenz für das Kohleausstiegsszenario auf 6,8 - 11,1 Mrd. €.

Tabelle 19 Barwert der Differenz der Investitionsausgaben (in Mio.€ 2015)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario	3.839	3.555	3.296	3.060
Kohleausstieg- minus Referenzszenario	11.123	9.336	7.913	6.768
„BMW plus“- minus Referenzszenario	2.723	2.516	2.328	2.157
Kohleausstieg- minus Zielszenario	7.284	5.781	4.617	3.708
Kohleausstieg- minus „BMW plus“-Szenario	8.400	6.812	5.585	4.611

5.2.5 Ergebnisse zu den Differenzen der Endbestände 2030

Die verschiedenen Stilllegungspfade und Investitionen in den drei Szenarien führen zu einem sehr unterschiedlichen Endbestand an Kraftwerken im Jahr 2030. Um den unterschiedlichen Wert der Endbestände müssen die Differenzkosten bereinigt werden, da ansonsten z.B. ein größerer und neuerer Kraftwerksbestand nicht berücksichtigt würde und die entsprechenden Investitionen fälschlich allein der Zeit bis 2030 zugerechnet würden. Verwendet wird eine lineare Abschreibung⁶² während der Lebenszeit der Anlagen. Durch diese und die Investitionskosten kann der Kapital-Endbestand bestimmt werden. Die Differenz des Kapital-Endbestandes ist von den sonstigen Differenzkosten abzuziehen, um zu den gesamten Differenzkosten zu gelangen.

Die Tabelle unten zeigt die Ergebnisse der Berechnungen. Der Wert des Kraftwerksbestands ist im Zielszenario deutlich geringer als im Referenzszenario. Der Unterschied resultiert zum einen aus einer geringeren Kraftwerksleistung im Zielszenario in 2030. Hinzu kommen zum anderen eine verstärkte vorzeitige Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die auch durch die Substitution von Steinkohle-KWK durch kurzlebigere GuD-KWK-Anlagen nicht kompensiert wird. Gleiches gilt – wenn auch in geringerem Maße - für den Vergleich des „BMW plus“-Szenarios mit dem Referenzszenario.

Hingegen ist der Wert des Kraftwerksbestandes im Jahr 2030 im Referenzszenario

⁶² Hierbei ist nicht an die Abschreibungen im betriebswirtschaftlichen Rechnungswesen gedacht, sondern an eine Abbildung des tatsächlichen Werteverlusts der Kapitalgüter, hier also der fossilen Kraftwerke.

ähnlich hoch wie im Ausstiegsszenario. Die Kraftwerksstruktur ist aber höchst unterschiedlich. Während im Referenzszenario die verbleibenden Braunkohlkraftwerke und vor allem die Steinkohlekraftwerke den wesentlichen Teil des Bestandes ausmachen, sind im Ausstiegsszenario vor allem die installierten Leistungen von Gas-GuD-Kraftwerken entscheidend. Aufgrund deren kürzeren Lebensdauer im Vergleich zu Kohlekraftwerken zeigt sich jedoch kein den Unterschieden in den Investitionen entsprechender Unterschied des Kapitalwerts des Endbestandes.

Die verwendete Methode zur Bestimmung des Nettoanlagevermögens dürfte die Unterschiede des Werts des Kapitalstocks zugunsten des Referenzszenarios überschätzen, da implizit angenommen wird, dass der Kraftwerksbestand auch nach 2030 bis zum Ende der Lebenszeit angemessene Renditen erwirtschaftet. Dies dürfte aber nicht der Fall sein, da eine Erreichung der CO₂-Ziele in diesem Szenario eine zügige Abschaltung noch bestehender Kohlekraftwerke nach 2030 erfordert. Dies kann auch ein ökonomisch bedeutender Posten sein: Im Referenzszenario entfallen rund 20 Mrd. € des Wert des Endbestands auf Kohlekraftwerke, was etwa 64 % des gesamten Wertes des Bestands an fossilen Kraftwerken entspricht. Dieser Anteil liegt im Kohleausstiegs- und Zielszenario bei rund 30 %. In diesen Szenarien dominieren zukunftssichere Gaskraftwerke. Insofern dürfte sich nach 2030 im Referenzszenario ein Neuinvestitionsbedarf ergeben, der deutlich über denjenigen im Ziel- und Kohleausstiegsszenario liegt. Damit einher geht eine wahrscheinliche Überbewertung des Kraftwerksendbestands in 2030, die eine Größenordnung von mehreren Milliarden Euro erreichen kann.

Tabelle 20 Barwert der Differenz des bewerteten Endbestands an Kraftwerken (in Mio.€ 2015)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario	-12.566	-9.154	-6.709	-4.947
Kohleausstieg- minus Referenzszenario	-1.796	-1.308	-959	-707
„BMWi plus“- minus Referenzszenario	-896	-652	-478	-353
Kohleausstieg- minus Zielszenario	10.770	7.845	5.750	4.240
Kohleausstieg- minus „BMWi plus“-Szenario	-901	-656	-481	-355

5.2.6 Ergebnisse zu den gesamtsystemaren Differenzkosten und deren Diskussion

Fasst man die Effekte über Grenzkosten, fixen Betriebskosten und Investitionsausgaben zusammen und bereinigt sie um den unterschiedlichen Exportüberschuss und den Endbestand an Kraftwerken, so erhält man das in der folgenden Tabelle dargestellte Ergebnis.

Die gesamten Differenzkosten im Zeitraum 2016 bis 2030 von Ziel- und Kohleausstiegsszenario im Vergleich zum Referenzszenario können bis zu rund 30 Mrd. € betragen. Im Vergleich dazu sind die Unterschiede von Ziel- und Kohleausstiegsszenario relativ gering. Dabei kann das Kohleausstiegsszenario schon bei mittleren CO₂-Preisen kostengünstiger als das Zielszenario sein. Mit zunehmender Diskontrate nehmen die Differenzkosten im Vergleich zum Referenzszenario merklich ab. Zudem beeinflusst der CO₂-Preis das Gesamtergebnis sehr stark: Die Differenzkosten des Ziel- und Kohleausstiegsszenarios sinken z.B. im Szenario Max bei einer Diskontrate von Null auf 12,5 Mrd. € bzw. 7,1 Mrd. €. Dass im Szenario Min der verstärkte Einsatz relativ klimafreundlichen Techniken zu Mehrkosten führt, ist bei den dort unterstellten bei 6 bis 7 €/t CO₂ verharrenden Zertifikatspreisen nicht überraschend. Bezogen auf den Endverbrauch an Strom über den Zeitraum betragen die gesamten Differenzkosten selbst im Falle einer Diskontrate von 0 % und gleichbleibend niedrigen CO₂-Preisen in diesen beiden Szenarien rund 0,4 cent/kWh.

Das „BMW plus“-Szenario bewegt sich bei den Differenzkosten näher in der Umgebung des Referenzszenarios (-2 bis 10 Mrd. €) und wird mit der in Max angenommenen Erhöhung der CO₂-Preise kostengünstiger. Diese relativ geringen Gesamteffekte liegen an den eher geringen Veränderungen in diesem Szenario gegenüber dem Referenzszenario.

Tabelle 21 Barwert der Differenz im Gesamtsystem (in Mio.€)

	Diskontrate			
	0%	2%	4%	6%
Ziel- minus Referenzszenario				
Szenario Min	29.050	23.236	18.831	15.454
Szenario Median	21.888	17.648	14.447	11.996
Szenario Max	12.491	10.054	8.256	6.908
Kohleausstieg- minus Referenzszenario				
Szenario Min	29.918	24.567	20.359	17.019
Szenario Median	20.101	16.925	14.374	12.307
Szenario Max	7.131	6.509	5.942	5.427
„BMW plus“- minus Referenzszenario				
Szenario Min	9.984	8.278	6.933	5.861
Szenario Median	4.128	3.689	3.312	2.986
Szenario Max	-2.043	-1.237	-650	-227
Kohleausstieg- minus Zielszenario				
Szenario Min	867	1.331	1.528	1.565
Szenario Median	-1.788	-723	-72	311
Szenario Max	-5.360	-3.545	-2.314	-1.481
Kohleausstieg- minus „BMW plus“-Szenario				
Szenario Min	19.933	16.289	13.426	11.158
Szenario Median	15.972	13.236	11.062	9.321
Szenario Max	9.174	7.745	6.592	5.654

Um die Zusammensetzung der gesamten Differenzkosten zu verdeutlichen, wird in folgender Abbildung die Aufteilung der Differenzkosten auf die einzelnen Bestandteile beispielhaft für das Kohleausstiegszenario und einer Diskontrate von null dargestellt. Verwendet wurden das Min- und das Max-Szenario. Deutlich wird, dass die Differenz der Grenzkosten das Gesamtergebnis maßgeblich beeinflusst. Während bei niedrigen CO₂-Preisen der auf die Differenz der Grenzkosten zuzuordnende Teil der Gesamtdifferenzkosten um eine vielfache höher ist als die der nächst wichtigen Kategorien, reduziert sich der Beitrag der Grenzkosten bei hohen CO₂-Preisen stark. Wie bei der Diskussion der Differenz der Grenzkosten erläutert, sind im Szenario Max in den letzten Jahren vor 2030 die Grenzkosten im Kohleausstiegszenario bereits niedriger als im Referenzszenario. Das deutet darauf hin, dass die Differenz der Grenzkosten bei einem längeren Betrachtungszeitraum weiter zurückgehen dürfte.

Neben den Grenzkosten sind auch die Unterschiede der Betriebskosten und der Investitionsausgaben erheblich. Die Höhe beider ist unabhängig von den CO₂-Preisen. Betragsmäßig bewegen sie sich in einer ähnlichen Höhe. Dabei verringern die Be-

triebskosten die Differenzkosten durch die im Kohleausstiegszenario verringerten installierten Leistungen und durch die geringeren spezifischen Betriebskosten von Gas im Vergleich zu Kohlekraftwerken. Hingegen erfordert die teilweise Substitution von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke um etwa 11 Mrd. € höhere Investitionen.

Die Unterschiede der Nettoexportüberschüsse und des Kraftwerksendbestands sind hingegen von untergeordneter Bedeutung. Dabei ist hier nochmal darauf zu verweisen, dass der Kapitalbestand im Referenzszenario erheblich überbewertet sein dürfte, da eine Erreichung der Klimaschutzziele eine zügige Abschaltung der in diesem Szenario auch 2030 noch dominierenden⁶³ Kohlekraftwerke erfordert. Dieser Kapitalbestand verspricht demnach nach 2030 keine anhaltend hohe Rendite, was in der verwendeten Methode der Kapitalbewertung nicht zum Ausdruck kommt⁶⁴.

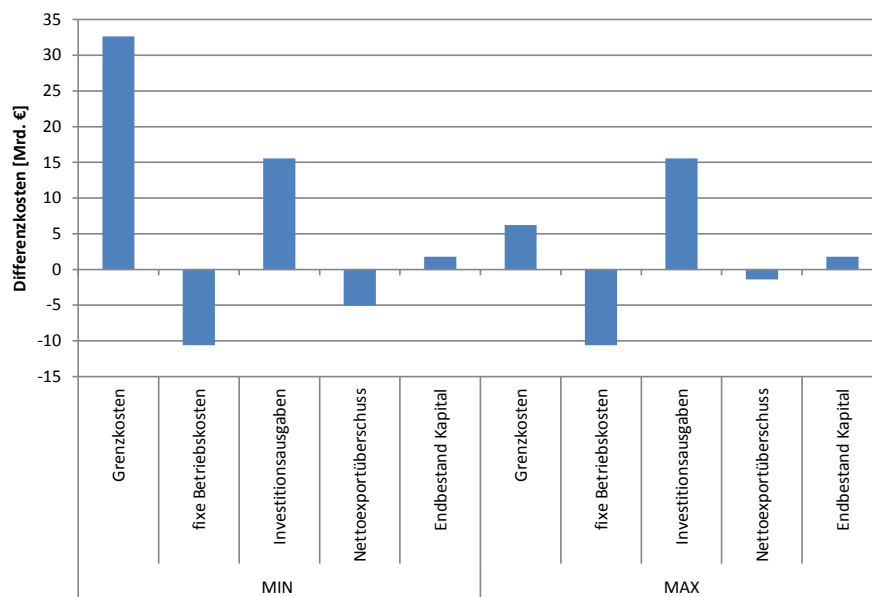


Abbildung 44 Verteilung der gesamten Differenzkosten des Kohleausstiegszenarios auf einzelne Differenzkostenbestandteile (Szenarien Min und Max, Diskontrate 0, in Mrd.€)

Da Kohleausstiegs-, Ziel- und „BMW plus“-Szenario das Ziel verfolgen, CO₂-Emissionen zu reduzieren, sei zum Abschluss noch die Wirkung auf die CO₂-Emissionen im Kontext der Differenzkosten diskutiert. Folgende Tabelle zeigt die zwischen 2016 und

⁶³ Auf sie entfallen rund 60 % des Endbestands an Kapital, was ca. 20,2 Mrd. € (Diskontrate 0) entspricht.

⁶⁴ Methoden, die dies berücksichtigen, erforderten Szenariorechnungen über das Endjahr der Szenariorechnung (2030) hinaus. Sie können deshalb aus logischen Gründen nicht verwendet werden, um ein Problem aus der zeitlichen Begrenzung der Betrachtungsperiode zu lösen.

2030 eingesparten CO₂-Emissionen aus der fossilen Stromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario. Sie bewegen sich im „BMWi plus“-Szenario zwischen rund 400 und 475 Mt, im Zielszenario zwischen 890 und 1.070 Mt und erreichen im Kohleausstiegsszenario zwischen 1.040 und 1.281 Mt. Berechnet man aus den Gesamtdifferenzkosten die CO₂-Vermeidungskosten, so wird erstens ersichtlich, dass die CO₂-Vermeidungskosten relativ gering sind. Zweitens ist erkennbar, dass sie für das Kohleausstiegsszenario für alle CO₂-Preisvarianten (Min, Median, Max) stets unterhalb des Zielszenario liegen. Bezogen auf die vermiedenen CO₂-Emissionen ist das Kohleausstiegsszenario also günstiger als das Zielszenario. Drittens ist das „BMWi plus“-Szenario nach demselben Maßstab günstiger als das Kohleausstiegsszenario. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es wesentlich geringere Emissionsmengen einspart und zudem aufgrund der noch relativ kohlelastigen Stromerzeugung nach 2030 erhebliche zusätzliche Kosten anfallen dürften, um weiter in der Zukunft liegende CO₂-Minderungsziele zu erreichen.

Tabelle 22 CO₂-Vermeidungskosten auf Basis der Differenzkosten für die Periode 2016-2030

	Min	Median	Max
Eingesparte CO₂-Emissionen 2016-2030 im Vergleich zum Referenzszenario (in Mt)			
Zielszenario	1.068	1.012	890
Kohleausstiegsszenario	1.281	1.212	1.040
„BMWi plus“-Szenario	476	471	404
CO₂-Vermeidungskosten (Eingesparte Emissionen durch Gesamtdifferenzkosten; Diskontrate 0%, in €/t)			
Zielszenario	29,5	24,0	16,8
Kohleausstiegsszenario	26,8	20,3	11,1
„BMWi plus“-Szenario	21,0	8,8	-5,1

6 Auswirkungen auf den Emissionshandel

Der europäische Emissionshandel begründet sich auf den Zielen des Kyoto-Protokolls von 1997 und stellt ein marktwirtschaftliches Instrument zur Reduzierung von Treibhausgasen in der Europäischen Union dar. Entsprechend den Zielvereinbarungen von Kyoto soll der Emissionshandel (Emission Trading Scheme – ETS) der EU zu einer Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur auf weniger als 2° Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Niveau beitragen. Hierzu hat sich die Europäische Union das Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen um 20 % gegenüber 1990 bzw. im Rahmen des Emissionshandels um 21 % gegenüber 2005 zu senken, wobei die einzelnen Mitgliedstaaten abhängig von ihrer industriellen Entwicklung in verschiedenem Maße zu dem Ziel beitragen (burden sharing). Bis 2030 sollen die Emissionen um 43 % gegenüber dem Referenzjahr sinken.⁶⁵

Das marktwirtschaftliche Prinzip des Emissionshandels beruht auf der Grundidee von „cap and trade“, also dem Festlegen einer Emissionsobergrenze (cap) und dem sich daraus ergebenden Preis beim Handel entsprechend der Marktsituation (Angebot und Nachfrage).

Die Absenkung der Emissionsmenge erfolgt durch die Begrenzung der handelbaren Gesamtmengen an Treibhausgasen in den jeweiligen drei Handelsperioden von 2005 bis 2007, von 2008 bis 2012 und von 2013 bis 2020. Allerdings gelten die Regeln der dritten Handelsperiode auch über 2020 hinaus, sofern für die Periode von 2021 bis 2030 keine Überarbeitungen erfolgen. Derzeit ist vorgesehen, dass die erlaubte Emissionsmenge jährlich um 1,74 % reduziert wird.

Als emissionspflichtige Anlagen gelten Anlagen mit sogenannten Tätigkeiten, die im Anhang der Emissionshandelsrichtlinie genannt sind. Beispielsweise zählen (Heiz-)Kraftwerke ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW_{th} dazu, die auch über eine Kumulierungsregel erreicht werden kann. Mit Beginn der dritten Handelsperiode ab 2013 müssen alle Zertifikate von Anlagen der Energiewirtschaft ersteigert werden. KWK-Anlagen erhalten für die Wärmeerzeugung eine Gutschrift auf Basis von Benchmarks.

Nach Berechnungen der EU-Kommission⁶⁶ gibt es jedoch in der dritten Handelsperiode einen Überschuss von etwa 2 Mrd. Emissionsberechtigungen, der im Wesentli-

⁶⁵ KOM 2014

⁶⁶ KOM 2014a, KOM 2014b

chen auf Produktionsrückgänge durch die Wirtschaftskrise und die umfangreiche Nutzung von Zertifikaten aus internationalen Klimaschutzprojekten (CDM, JI)⁶⁷ zurück zu führen ist.

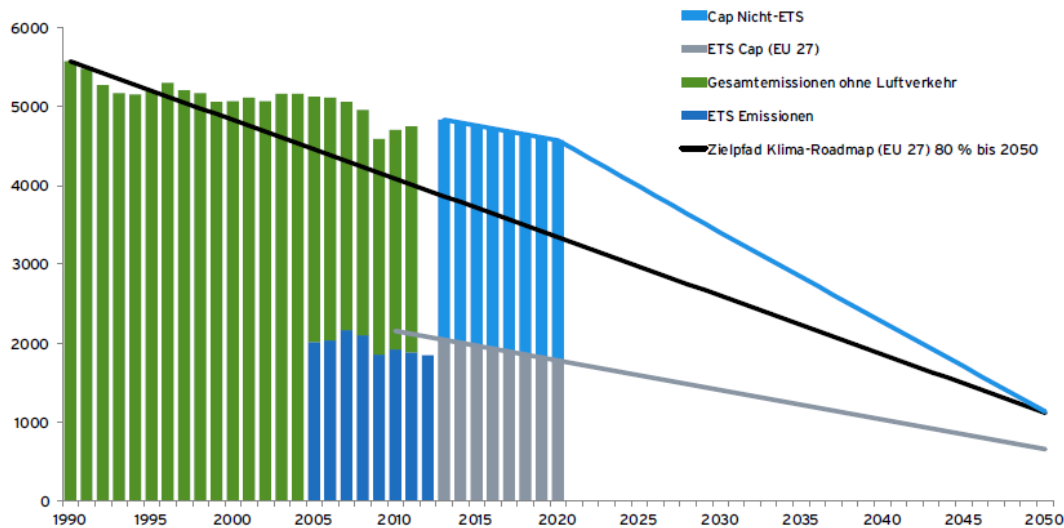


Abbildung 45 Historische Emissionen der 27 EU-Staaten in Millionen Tonnen CO₂ und Cap (ETS/ESD) im Vergleich zur Klima-Roadmap

Quelle: DEHST 2013, S.5

Der derzeit niedrige Preis eines Zertifikates (European Allowance, EUA) bildet den Markt zwar korrekt ab, ist aber aus klimaschutzpolitischer Sicht weiterhin deutlich zu gering, um bei den Anlagenbetreibern hinreichende Anreize zu schaffen, in emissionsarme Technologien zu investieren.

⁶⁷ Vgl. DIW 2013, Abbildung 2



Abbildung 46 Entwicklung der EUSP an der EEX für die 3. Handelsperiode

Quelle EEX 2014

Eine Klimaschutzpolitische Lenkungswirkung bleibt demnach aus und es kann zu „Carbon-Lock-In-Effekten“ kommen. Das EU-Parlament beschloss deshalb die Verknappung dieser Treibhausgasemissions-Zertifikate durch eine zeitliche Änderung der Versteigerung (Backloading)⁶⁸. Zudem wurde vom Rat auch die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR) beschlossen. Die Marktstabilitätsreserve ist als objektives, regelgestütztes Instrument konzipiert, mit dem die Auktionsmengen unter definierten Bedingungen angepasst werden sollen. Um den Marktteilnehmern eine ausreichende Vorlaufzeit zu geben, soll dieses Instrument nach intensiver Diskussion nun ab dem Jahr 2019 zum Einsatz kommen. Es ist geplant, die 900 Mio. Zertifikate aus dem „Backloading“ direkt in die MSR zu überführen.

Werden künftig nun gezielt große Leistungen an emissionsstarken **Kohle-Kraftwerken** aus dem Markt gezogen, so entfallen Nachfrager, die bereits in Budgetzuteilung von Emissionsberechtigungen mit berücksichtigt worden waren. Da die Zertifikate versteigert werden müssen, entstehen keine Mitnahmeeffekte (Windfall-Profits). Allerdings wird der Rückbau der Kohlekraftwerke einen zusätzlichen Überhang an Emissionsberechtigungen, je nach Szenario 50 bis etwa 140 Mio./a verursachen.

Es ist daher **wichtig, dass diese überschüssigen Berechtigungen dem Markt entzogen werden**. Aufgrund der Auktionierungsverordnung der EU kann Deutschland allerdings die frei werdenden Zertifikate nicht ohne weiteres löschen. In Anbetracht der

⁶⁸ KOM 2014c, KOM 2014d

derzeitigen Ausgestaltung der 4. Emissionshandelsperiode ab 2020 ist zu empfehlen, das Emissionshandels-Cap für die 4. Periode entsprechend den aktuellen ambitionierten nationalen Minderungsplänen und unter Berücksichtigung der Berechtigungsüberschüsse entsprechend stärker zu senken. Für Deutschland ergäbe sich somit eine zusätzliche Senkung der zuzuteilenden Berechtigungen um die Differenz aus den überschüssigen Emissionsberechtigung der zusätzlich abgehenden Kohlekraftwerke und dem Bedarf durch neue hocheffiziente Gas-KWK-Anlagen. Auf diesem Wege ergäbe sich auf jeden Fall mittel- bis längerfristig ein zusätzlicher Klimaschutznutzen.

7 Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken

7.1 Einleitung und Überblick

Aufgabe des juristischen Untersuchungsteils ist es, den verfassungs- und europarechtlichen Rahmen für nationale Rechtsinstrumente zum Ausstieg aus der Kohleverstromung umfassend aufzuarbeiten. Konkret soll geklärt werden, ob sowie ggf. mit welchen Arten von Rechtsinstrumenten und unter welchen Voraussetzungen es in Ansehung des übergeordneten Rechts möglich ist, einen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die allgemeine Stromversorgung zu bewirken oder zu befördern. Einzugehen ist dabei auch auf die Frage nach etwaigen Entschädigungspflichten.

In der rechtlichen Literatur wurde die Thematik bereits gelegentlich angesprochen, aber noch keiner systematischen Betrachtung zugeführt. Im Vordergrund stand bisher meist die spezielle Frage, ob es gestattet ist, ergänzend zum Emissionshandel Grenzwerte für CO₂-Emissionen aus Kraftwerken einzuführen.⁶⁹ In einer noch unveröffentlichten Studie wird außerdem die abgabenrechtliche Seite näher beleuchtet.⁷⁰ Der Verfasser der juristischen Analyse hat 2012 eine erste Einstiegsbetrachtung zu Thema angestellt, in der einige der zu untersuchenden Fragen angesprochen werden.⁷¹

Die Ergebnisse des im Rahmen der Studie zur Klärung der rechtlichen Fragen in Auftrag gegebenen Gutachtens werden an dieser Stelle zusammenfassend wiedergegeben. Das vollständige rechtswissenschaftliche Gutachten von Prof. Dr. jur. Stefan Klinski (Hochschule für Wirtschaft und Recht Berlin / HWR) ist im Anhang abgedruckt.

7.1.1 Politischer Motivationshintergrund

Die Klärung des inhaltlichen (politischen) Motivationshintergrundes ist aus juristischer Sicht wichtig, weil die Vereinbarkeit der diskutierten Instrumentenoptionen mit den übergeordneten verfassungs- und EU-rechtlichen Vorgaben wesentlich davon abhängt, von welcher Motivation die Instrumente und ihre konkreten Gestaltungsmerkmale getragen sind. Sowohl im Rahmen von Verhältnismäßigkeitserwägungen als auch im Hinblick auf die Frage nach den Spielräumen des EU-Rechts spielt das eine

⁶⁹ Vgl. Schäuble/Volkert 2014; Ziehm 2014a, 2014b, 2014c; Ziehm/Wegener 2013; Verheyen 2013; Oei/Kemfert 2014a, 2014b.

⁷⁰ Wronski/Küchler 2014.

⁷¹ Klinski 2012; vgl. auch Frenz 2013.

zentrale Rolle.

Hinter den Überlegungen zur Schaffung spezieller neuer Rechtsinstrumente steht das Ziel sicherzustellen, dass die mit der Energiewende angestrebte Transformation des Energieversorgungssystems – hier bezogen auf den Stromsektor – zu einem weitgehend klimaneutralen und daher ganz überwiegend auf erneuerbaren Energien (EE) beruhenden System gelingen kann. Hierzu bedarf es zusätzlicher, zielgerecht steuernder rechtlicher Instrumente, da die vom bisherigen Recht (insbesondere dem EnWG und dem EEG, aber auch dem Emissionshandel und der Energiesteuer) ausgehenden Wirkungen nicht ausreichen, um klare Anreizsignale für eine Gesamttransformation zu setzen.

Die politische Hintergrundmotivation liegt in erster Linie beim Klimaschutz (wobei Aspekte der Ressourcenschonung und der Versorgungssicherheit mit zu berücksichtigen sind). Regelungsgegenstand sind mit der Frage, welche Energieträger künftig zur Stromversorgung eingesetzt werden sollen, letztlich die energiewirtschaftlichen Strukturen in Deutschland.

7.1.2 Betrachtete Instrumentenoptionen

Vom Ansatz her können zur Bewältigung der Aufgabe verschiedenartige Instrumente beitragen. Dies können einerseits direkt ansetzende – also mit sachbezogenen Verpflichtungen operierende – Instrumente sein, andererseits auch solche, die indirekt ansetzen – nämlich indem sie finanzielle Verpflichtungen bzw. Anreize schaffen. Von der Adressatengruppe her können sie auf die einzelnen Anlagen zur Stromerzeugung bezogen oder an eine größere Gruppe von Stromerzeugungsanlagen (z.B. alle Kohlekraftwerke) gerichtet sein. Dem Gegenstand nach können es Regelungen sein, mit denen an der Stromerzeugung oder der Stromeinspeisung, aber auch an den CO₂-Emissionen angesetzt wird. Ihrer Art nach kann es sich um strikte Anforderungen, um Mengenbegrenzungen oder um preisbezogene Regelungen handeln. Denkbar sind bei einigen Instrumenten auch Tausch- oder Handlungsoptionen.

Als direkt wirkende, mit sachbezogenen Verpflichtungen operierende Regelungen kommen insbesondere folgende Instrumentenarten in Betracht:

- Verbot oder Zulassungsbeschränkungen für Neuanlagen: Ausschluss der Genehmigung für neue Kraftwerke, die mit bestimmten fossilen Brennstoffen betrieben werden oder die bestimmte Anforderungen an die Emissionen, an die Energieeffizienz oder an eine flexible Fahrweise nicht erfüllen
- Nachträgliche Anforderungen, die ab bestimmten Zeitpunkten von bestehenden Kraftwerken/Anlagen eingehalten werden müssen – bezogen auf CO₂-Emissionen (Emissionsgrenzwerte), Energieeffizienz oder Einsatzflexibilität

- Planartige Steuerung: Für einzelne Kraftwerke/Anlagen geltende mengen- und/oder zeitbezogene Festlegungen (u.U. mit Tausch/Handelskomponente):
 - Restlaufzeiten/Abschaltdaten,
 - Reststrommengen oder zeitlich begrenzte Strombudgets
 - Restemissionsmengen oder zeitlich begrenzte Emissionsbudgets
- Kontingentregelungen: Festlegung von auf bestimmte Gruppen von Kraftwerken insgesamt (z.B. auf fossile Kraftwerke, Kohlekraftwerke oder einen Teil der Kohlekraftwerke) gerichtete, mengen- und/oder zeitbezogene Festlegungen
- Zuweisung von bestimmten Kraftwerken zu einer strategischen Reserve bei Ausschluss der Einspeisung für den freien Strommarkt

Als indirekte, auf finanziellen Anreizen beruhende Instrumente kommen in Betracht:

- Neue Steuern (z.B. CO₂-Steuer, Emissionszertifikatesteuer) oder Änderungen an bestehenden Steuern (z.B. Energiesteuer, Stromsteuer), die in ihrer Wirkung zu einer Erhöhung der Gestehungskosten für die besonders klimaschädlichen Arten der Stromerzeugung führen
- Einführung einer neuen nichtsteuerlichen Abgabe (Sonderabgabe oder Entgeltspflicht unter Privaten), die mit vergleichbaren Wirkungen verbunden ist und u.U. zur Minderung der EEG-Umlage eingesetzt werden könnte.

Systematisch lassen sich die verschiedenen in Betracht kommenden Optionen wie folgt darstellen:

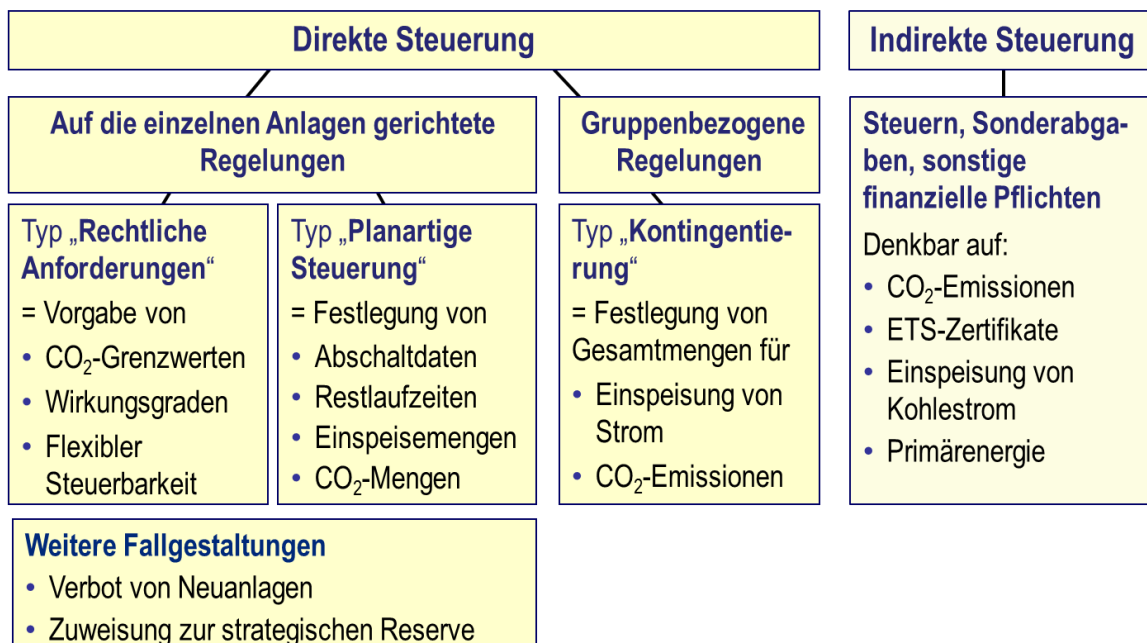


Abbildung 47 Übersicht über mögliche Instrumente für einen Kohleausstieg (Eigene Darstellung)

7.2 Zentrale rechtliche Fragen

7.2.1 Verfassungsrecht

Hinsichtlich des Verfassungsrechts stellen sich für alle Instrumentenoptionen grundlegende Fragen im Hinblick auf die Vereinbarkeit mit den jeweils einschlägigen Grundrechten. Zu betrachten sind hier Art. 12 Abs. 1 GG (Berufsfreiheit), Art. 14 GG (Eigentumsfreiheit) und Art. 3 Abs. 1 GG (Allgemeiner Gleichheitsgrundsatz). In diesem Kontext ist auch darauf einzugehen, ob und ggf. unter welchen Voraussetzungen sich Entschädigungsansprüche ergeben können. Bei den finanziell wirksamen Instrumenten ist außerdem das Finanzverfassungsrecht in den Blick zu nehmen.

7.2.1.1 Eigentumsgrundrecht (Art. 14 GG)

Soweit mit dem jeweiligen Instrument in die Nutzbarkeit vorhandenen Grund- oder Sacheigentums oder in eine erteilte immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung beschränkend eingegriffen wird, steht Art. 14 GG im Vordergrund. Hierbei ist rechtsdogmatisch zwischen Enteignungen (Art. 14 Abs. 3 GG) und Inhalts- und Schrankenbestimmungen (Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG) zu unterscheiden. Enteignungen lösen stets eine Entschädigungspflicht aus, Inhalts- und Schrankenbestimmungen nur in seltenen Ausnahmefällen.

7.2.1.1.1 Entschädigungspflichtige Enteignung?

Das Vorliegen einer Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG kann auf Grundlage der Untersuchung für fast alle Instrumentenoptionen generell verneint werden. Maßgebend ist, ob das jeweilige Instrument darauf gerichtet ist, ein eigentumskräftig geschütztes Sachgut oder Recht zu entziehen, um es (final) zur Erfüllung öffentlichen Aufgaben nutzen zu können.⁷² Das ist nur in einer der Konstellationen anzunehmen: Bei der Zuweisung eines Kraftwerks zur strategischen Reserve. In jenem Fall kann der Entschädigungsanspruch in dem (selbstverständlichen) Anspruch auf angemessene Vergütung seinen Ausdruck finden. Bei sämtlichen anderen Optionen wird auf das bestehende Eigentum an Sachen oder Rechten zwar die Nutzbarkeit einschränkend eingewirkt, aber ohne die Absicht, das Eigentum zu öffentlichen Zwecken zu entziehen. Rechtsdogmatisch stellen sich derartige Fälle als Inhalts- und Schrankenbestimmungen im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG dar, nicht als Enteignungen.⁷³

⁷² Grundlegend BVerfGE 70, S. 191, 199 f.; vgl. auch BVerfGE 102, S. 1, 15; BVerfGE 115, S. 97, 112 f.

⁷³ Vgl. BVerfGE 100, S. 226, 240; BVerfGE 102, S. 1, 16.

7.2.1.1.2 *Rücksichtnahme auf wirtschaftliche Interessen – Vertrauensschutz?*

Der Eingriff kann allerdings im Einzelfall schwer sein. Es fragt sich, in welcher Weise auf das wirtschaftliche Nutzungsinteresse der Kraftwerksbetreiber Rücksicht genommen werden muss. Insofern geht es im Kern um die Verhältnismäßigkeit. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass den hinter den angestrebten Regelungen stehenden Klimaschutzintentionen auch mit Blick auf den Auftrag aus Art. 20a GG zum Schutz der künftigen Generationen ein sehr hohes Gewicht zukommt, welches entgegenstehende einzelwirtschaftliche Interessen überwiegt. Anders kann sich die Situation jedoch darstellen, soweit sich die Anlagenbetreiber den neuen gesetzlichen Regelungen gegenüber auf einen besonderen Vertrauensschutz berufen können sollten. Entscheidender Anknüpfungspunkt hierfür ist die auf Grundlage von § 6 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) erteilte Anlagengenehmigung für das jeweilige Kraftwerk. Maßgebend ist, ob und ggf. inwieweit die Kraftwerksbetreiber aus der Anlagengenehmigung schutzwürdiges Vertrauen darauf entwickeln konnten, dass der Gesetzgeber nachträgliche Regelungen unterlässt, die sich beschränkend auf die Möglichkeit auswirken, von der Genehmigung nutzbringend Gebrauch zu machen.

Die nach § 6 BImSchG erteilte Genehmigung entfaltet zwar grundsätzlich Vertrauensschutz gegenüber anderweitigen als den von § 17 BImSchG ermöglichten nachträglichen Anforderungen. Der Vertrauensschutz der Anlagengenehmigung erstreckt sich nach der vom Bundesverfassungsgericht gestützten⁷⁴ Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts⁷⁵ aber nur auf Anforderungen, die den immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten zuzuordnen sind (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG), nicht jedoch auf Anforderungen, die anderen Rechtsbereichen entstammen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG). Das hat zur Folge, dass aus der Anlagengenehmigung kein Vertrauensschutz gegenüber Änderungen der Rechtslage abgeleitet werden kann, mit denen auf den Anlagenbetrieb anders eingewirkt wird als durch anlagenbezogene Anforderungen, die nach Art und Inhalt dem Rechtsgebiet des Immissionsschutzrechts zugeordnet werden können. Die Wahl der Energieträger gehörte zu keinem Zeitpunkt zu den Regelungsgegenständen des Immissionsschutzrechts. Auch das Energierecht nahm und nimmt darauf bisher keinen Einfluss. Die Anlagenbetreiber konnten aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht darauf schließen, dass das auf Dauer so bleiben wird.

Vorschriften, mit denen im Rahmen des Transformationsprozesses der Energiewende planmäßig aus der Nutzung von Kohle für die Stromversorgung „ausgestiegen“ werden soll, stellen sich ungeachtet der hinter ihnen stehenden klimapolitischen Motivation

⁷⁴ BVerfG-K NVwZ 2010, S. 771, 772 ff. (insb. S. 774).

⁷⁵ BVerwG ZUR 2009, S. 83, 83 f. (bezogen auf das Tierschutzrecht).

ihrem Regelungsgegenstand nach als energierechtlicher Natur dar. Deshalb vermittelt die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung ihnen gegenüber keinen Vertrauensschutz. Das gilt auch, wenn als Bemessungsmaßstab nicht auf die Wahl der Energieträger abgestellt wird, sondern emissionsbezogene Parameter gewählt werden (wie z.B. bei jährlichen, stufenweise sinkenden Emissionsbudgets). Anders liegt es nur, wenn Regelungen getroffen werden, die nach Art und Inhalt an sich zu den Instrumenten des „klassischen“ Immissionsschutzrechts gehören, d.h. bei anlagenbezogenen Grenzwerten oder Energieeffizienzanforderungen im Sinne von technischen Mindeststandards. Gegenüber derartigen Änderungen ist von einem Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber auszugehen – dies jedoch auch nur, soweit die Rechtslage zum Zeitpunkt der maßgebenden Investition so verstanden werden konnte, dass mit entsprechenden Regelungen im Immissionsschutzrecht nicht zu rechnen ist. Das gilt lediglich für Investitionen in neue und bestehende Anlagen („Retrofit“), die auf Grundlage der im Jahr 2004 eingeführten Emissionshandelsklausel vorgenommen wurden – nämlich seitdem im BImSchG geregelt ist, dass bei den dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen keine CO₂-Grenzwerte und keine Energieeffizienzanforderungen aus Vorsorgegründen festgesetzt werden.

7.2.1.1.3 Verhältnismäßigkeit

Auch im Übrigen – außerhalb der Sonderfälle spezifischen Vertrauensschutzes – müssen die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber im Rahmen der Verhältnismäßigkeit abwägend berücksichtigt werden. Ein Rechtsanspruch auf Amortisation lässt sich dem Eigentumsgrundrecht nicht entnehmen.⁷⁶ Grundsätzlich können den Anlagenbetreibern mit Blick auf die höherrangigen Ziele des Klimaschutzes wirtschaftliche Belastungen zugemutet werden. Die auf Grund der Instrumente eintretenden Belastungen müssen sich von der Zielsetzung her dabei allerdings auch in ihrer konkreten Ausgestaltung als erforderlich darstellen. Bei sorgfältiger Gesetzesplanung lässt sich das gewährleisten.

7.2.1.2 Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)

Das Grundrecht der freien Wahl und Ausübung des Berufs (Art. 12 Abs. 1 GG) kommt grundsätzlich neben Art. 14 GG zum Tragen. Im Vordergrund steht es bei denjenigen Instrumentenoptionen, die keinen spezifisch auf das Eigentum gerichteten Einschlag haben. Hiervon kann bei zwei Gruppen von Instrumenten ausgegangen werden:

⁷⁶ BVerwG ZUR 2009, S. 83, 85; dazu bestätigend BVerfG-K NVwZ 2010, S. 771, 777.

- Generell bei auf eine größere Gruppe von Anlagenbetreibern insgesamt gerichteten mengen- und/oder zeitbezogenen Beschränkungen, bei denen den einzelnen Anlagenbetreibern keine anlagenbezogenen / individuellen Pflichten auferlegt werden (hier bezeichnet als „Kontingentregelungen“).
- Bei auf einzelne Anlagen bezogenen Anforderungen, mit denen lediglich finanzielle Verpflichtungen ausgelöst werden (Steuern und nichtsteuerliche Abgaben/Entgelte).

Relativ gleichwertig nebeneinander stehen Berufsfreiheit und Eigentumsgrundrecht bei auf die einzelnen Anlagen bezogenen budgetartigen Verpflichtungen.

Im Hinblick auf Verpflichtungen für Bestandskraftwerke gelten für Eingriffe in die Berufsfreiheit im Ergebnis gleichartige Anforderungen an die Verhältnismäßigkeit wie (außerhalb spezifischen Vertrauensschutzes) beim Eigentumsgrundrecht. Beeinträchtigungen der wirtschaftlichen Interessen sind mit Blick auf die höherrangigen Interessen des Klimaschutzes grundsätzlich zumutbar. Sie dürfen aber nicht weiter gehen, als es sich in Ansehung der gesetzlichen Ziele als erforderlich darstellt. Bei sorgfältiger Gesetzesplanung lässt sich das auch hier gewährleisten.

Hervorzuheben ist, dass sich ein Verbot von neuen Kohlekraftwerken als besonders weitgehender Eingriff in die Berufsfreiheit darstellen könnte. Nimmt man an, dass das Betreiben eines Kohlekraftwerks als eigenständiges Berufsbild anzusehen ist (und nicht nur als Berufsmodalität), so handelte es sich um die Abschaffung eines Berufsbilds und damit rechtsdogmatisch um eine objektive Beschränkung der Berufswahl, die nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts nur durch herausragende Beweggründe des Gemeinwohls gerechtfertigt werden kann.⁷⁷ Ob das Betreiben von Kohlekraftwerken als eigenständiges Berufsbild anzusehen ist – wogegen vieles spricht – kann hier jedoch dahinstehen, weil angesichts der hochrangigen Gemeinwohlziele auch eine Abschaffung des Berufsbildes hinreichend gerechtfertigt wäre.

7.2.1.3 Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG)

Der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) ist vor allem wichtig, wo es um die Identifizierung geeigneter personeller und sachlicher Anknüpfungspunkte für differenzierende Regelungen geht – etwa um den Zuschnitt des Kreises der Verpflichteten, die Wahl von Schwellenwerten oder die Festlegung von Bezugsgrößen.

⁷⁷ Grundlegend BVerfGE 7, S. 377, 414; BVerfGE 21, S. 245, 251; BVerfGE 77, S. 308, 33.

Im Sinne des vom Bundesverfassungsgericht in seiner jüngeren Rechtsprechung entwickelten Gebots der Folgerichtigkeit⁷⁸ ist entscheidend darauf zu achten, dass differenzierende Entscheidungen des Gesetzgebers durch die vom Gesetzgeber jeweils verfolgten und nach außen deutlich gemachten konkreten Ziele getragen werden. Im Übrigen ist es dem Gesetzgeber grundsätzlich auch gestattet, den gesetzlichen Vollzug durch geeignete Typisierungen und Pauschalierungen zu erleichtern.⁷⁹

Von der konzeptionellen Grundgestalt her können alle betrachteten Instrumente der Prüfung anhand des Gleichheitsgrundsatzes standhalten. Das Gebot der Folgerichtigkeit stellt kein ernstliches Hindernis dar. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass auf das Folgerichtigkeitsgebot auch hinsichtlich der Ausgestaltung im Detail geachtet werden muss. Unzulässig sind Differenzierungen, die den gesetzlichen Zielen ohne tragfähige Begründung zuwiderlaufen.

7.2.1.4 Finanzverfassungsrecht (Art. 105, 106 GG)

Speziell für Instrumente, die auf Preissignale zielen, stehen aus dem Blickwinkel des Grundgesetzes die finanzverfassungsrechtlichen Spielräume im Mittelpunkt. Diese Spielräume sind sehr eng begrenzt.

In der Rechtsliteratur wird ganz überwiegend angenommen, dass der Bund nicht dazu berechtigt sei, neue Steuern zu „erfinden“, die sich dem Katalog der in Art. 105 und 106 GG ausdrücklich genannten Steuerarten nicht zuordnen lassen.⁸⁰ Legt man diese Auffassung zugrunde – was zu empfehlen ist, da anderenfalls ein sehr hohes verfassungsrechtliches Risiko in Kauf genommen würde – so kommt in Betracht, entweder eine bestehende Steuer auf geeignete Weise zu modifizieren oder eine neue Geldleistungspflicht einzuführen, die selbst keinen steuerlichen Charakter trägt. Das ist der Fall, wenn es sich entweder überhaupt nicht um eine öffentliche Abgabe an den Staat handelt (wie bei der EEG-Vergütung⁸¹) oder wenn es sich um eine zulässige Sonderabgabe an den Staat handelt, die sich (ausnahmsweise) dennoch als finanzverfassungsrechtlich zulässig darstellt.

Das Bundesverfassungsgericht legt namentlich für Sonderabgaben sehr strenge Maßstäbe an. Als gesichert kann die Zulässigkeit vom konzeptionellen Ansatz her danach

⁷⁸ Dezidiert BVerfGE 121, S. 317, 374, Rdnr. 135 m.w.N.

⁷⁹ Vgl. BVerfGE 75, S. 246, 282, BVerfG NJW 2009, S. 48, 50.

⁸⁰ Vgl. Heintzen, in: v. Münch/Kunig 2012, Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.; Pieroth, in: Jarass/Pieroth 2014, Art. 106 Rdnr. 2 m.w.N.; Maunz, in: Maunz/Dürig 2014, Art. 105 Rdnr. 46 f. und Art. 106 Rdnr. 20.; Kube, in: BeckOK 2014, Art. 105 Rdnr. 42.

⁸¹ Vgl. zuletzt zum EEG 2012 BGH, ZUR 2014, S. 562.

nur für zwei Arten von Sonderabgaben angesehen werden: Entweder es handelt sich um eine Sonderabgabe mit Finanzierungsfunktion, bei der die Gruppe der Belasteten selbst einen Nutzen aus der Abgabe zieht.⁸² Oder der Abgabe kommt eine Ausgleichsfunktion in dem Sinne zu, dass die Abgabe einen bestehenden Vorteil ausgleicht⁸³ oder an die Stelle einer an sich bestehenden sachlichen Verpflichtung tritt – letztlich also ein Geldbetrag gezahlt wird, anstatt der Sachverpflichtung nachkommen zu müssen.⁸⁴

Auf dieser Grundlage müssen Instrumente wie eine neue Steuer auf CO₂-Emissionen oder auf Emissionszertifikate als verfassungsrechtlich zu riskant eingestuft werden, sofern es nicht zu einer Grundgesetzänderung hierfür kommt. Das gleiche gilt für Fondsmodelle, die den Sonderabgaben zuzuordnen wären, sofern ihnen keine Ausgleichsfunktion zukommt – wofür sich hier kein konkretes Instrument anbietet.

Als sehr interessant erweist sich in der rechtlichen Prüfung demgegenüber die mögliche Besteuerung der Stromerzeugung aus Kohle im Rahmen der bereits existierenden Energiesteuer. In ihrer bisherigen Gestalt weist die Energiesteuer zwei grundlegende Konstruktionsmängel auf: Zum einen wird Kohle zwar (seit 2005) ebenso besteuert wie andere zum Heizen verwendeten Stoffe. Der Steuersatz liegt aber im Verhältnis zum Energiegehalt nur bei rund einem Fünftel der Sätze für Erdgas und Heizöl. Zum anderen ist die Verwendung von Kohle zu Zwecken der Stromerzeugung von der Besteuerung ausgenommen. Letzteres gilt allerdings auch für Erdgas. Beide Mängel lassen sich beheben, auch unter Gebrauch differenzierender Maßstäbe wie den spezifischen CO₂-Faktoren unterschiedlicher Energieprodukte. Verfassungsrechtliche Hürden stehen dem nicht im Wege.

Als finanzverfassungsrechtlich unbedenklich erweist sich in der Prüfung außerdem die Erhebung eines neuen nichtsteuerlichen Geldbetrags, den die Betreiber fossiler Kraftwerke (direkt) an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hätten, und dessen Einnahmen in die EEG-Umlage fließen würden („Energiewendeumlage“).

7.2.2 EU-Recht

Aus der Perspektive des EU-Rechts fragt sich, welche Spielräume für eigenständige Instrumente des Kohleausstiegs auf nationaler Ebene bestehen. Im Zentrum steht da-

⁸² Grundlegend BVerfGE 55, S. 274, 307 f.; BVerfGE 101, S. 141, 148.

⁸³ Vgl. BVerfGE 93, S. 319, 343 ff.

⁸⁴ Eingehend BVerfG NVwZ 2009, S. 837, 837 f.; vgl. auch BVerfGE 93, S. 319, 343 ff.

bei das Verhältnis zu den EU-rechtlichen Regelungen des Emissionshandels, d.h. konkret der Emissionshandels-RL 2003/87/EG⁸⁵ (ETS-RL) sowie der auf den Emissionshandel bezogenen Bestimmungen in der Industrieemissions-RL 2010/75/EU⁸⁶ (IE-RL). Relevant sind in diesem Kontext auch die hinter den Bestimmungen stehenden Kompetenzbestimmungen aus Art. 192 bis 194 AEUV⁸⁷ (bzw. deren Vorgängerregelungen aus Art. 175 und 176 EGV⁸⁸). Speziell für die finanziell ansetzenden Instrumente ist außerdem die Vereinbarkeit mit der Energiesteuer-RL 2003/96/EG⁸⁹ zu prüfen.

Im Verhältnis zu den Emissionshandelsbestimmungen geht es insbesondere um zwei Problemstellungen: Zum einen um die Frage, ob die jeweiligen Instrumentenoptionen tatbestandlich mit Art. 9 der Industrieemissions-RL zu vereinbaren sind, zum anderen generell – auch außerhalb dieses Tatbestands –, ob es den Mitgliedstaaten kompetenzrechtlich gestattet ist, eigenständig Rechtsinstrumente zu schaffen, die in ihrer Wirkung innerhalb des jeweiligen Mitgliedstaates über den Emissionshandel hinausgehen.

7.2.2.1 Sperrwirkung für nationale Regelungen aus Art. 9 IE-RL?

Mit der Einführung des Emissionshandels durch die RL 2003/87/EG war eine Art Systementscheidung dazu verbunden, die CO₂-Minderung bei den vom Emissionshandel erfassten Anlagen nicht im Wege ordnungsrechtlicher Verpflichtungen zu bewirken, sondern über den Cap-and-Trade-Mechanismus des Emissionshandels. Deshalb entschied man sich, die für das (ordnungsrechtliche) Genehmigungsrecht der Mitgliedstaaten maßgebende Richtlinie 96/61/EG über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen⁹⁰ (IVU-RL) durch eine beschränkende Klausel anzupassen. Die IVU-RL ist mittlerweile durch die IE-RL ersetzt worden. Die Anpassungsklausel des früheren Art. 9 Abs. 3 IVU-RL wurde bei Änderung der inneren Untergliederung nahezu wortgleich in Art. 9 der IE-RL überführt. Sie lautet heute:

„Artikel 9

Treibhausgasemissionen

(1) Sind Treibhausgasemissionen einer Anlage in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG in Zusammenhang mit einer in dieser Anlage durchgeführten Tätigkeit aufgeführt, so enthält die Genehmigung keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen dieses Gases, es sei denn, dies

⁸⁵ ABi. EU 2003 Nr. L 275, S. 32. Letzte Änderung durch RL 2009/29/EG, ABi. 2009 Nr. L 140, S. 63.

⁸⁶ ABi. EU 2010 Nr. L 334, S. 17.

⁸⁷ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), ABi. EU 2010 Nr. C 83, S. 47.

⁸⁸ Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaften (EGV), ABi. 2002 Nr. C 325, S. 33.

⁸⁹ ABi. EU Nr. 2003 L 283, S. 51.

⁹⁰ ABi. EG 1996 Nr. L 257, S. 26 (Ursprungsfassung).

ist erforderlich, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung verursacht wird.

(2) Den Mitgliedstaaten steht es frei, für die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten keine Energieeffizienzanforderungen in Bezug auf Verbrennungseinheiten oder andere Einheiten am Standort, die Kohlendioxid ausstoßen, festzulegen.

(...)“

Sowohl der Wortlaut als auch die Erwägungsgründe der Richtlinie (dort insb. Nr. 9 und 10) sprechen dafür, dass es den Mitgliedstaaten zur Harmonisierung mit dem Emissionshandel jedenfalls ursprünglich untersagt sein sollte, Grenzwerte für Treibhausgase in der Anlagengenehmigung aufzustellen. Eindeutig ist danach auch, dass die Aufstellung von Energieeffizienzanforderungen gestattet bleiben sollte – obwohl diese faktisch ähnlich wirken können wie ein CO₂-Grenzwert. Und eindeutig ist auch, dass die Frage, welcher Brennstoff eingesetzt werden darf und welche Kraftwerke betrieben werden dürfen oder sollen, in der ETS- und der IE-RL nicht angesprochen wird.

Letzteres kann weder als redaktionelles Versehen noch als unbeabsichtigte Lücke angesehen werden. Vielmehr ergibt es sich unter der vorgefundenen rechtlichen Systematik daraus, dass die Frage nach den einzusetzenden Energiequellen im Rahmen der Stromversorgung Gegenstand der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL ist (früher die RL 2003/54/EG⁹¹, heute die RL 2009/72/EG⁹²). Diese überlässt den Mitgliedstaaten ausdrücklich die Aufgabe, im Rahmen der Genehmigung von Elektrizitätserzeugungsanlagen über die einzusetzenden Primärenergieträger zu entscheiden, und zwar auch unter Umweltschutzerwägungen.⁹³

Damit kann im Zwischenergebnis gefolgert werden: Die Berechtigung der Mitgliedstaaten, Rechtsinstrumente zu schaffen, mit denen der Einsatz von Kohle (oder bestimmten Arten von Kohle) für die Stromversorgung generell ausgeschlossen oder schrittweise zurückgeführt wird, kann weder durch die Emissionshandels- noch durch die IE-RL ernstlich in Frage gestellt werden. Restriktionen können sich aus diesen Richtlinien überhaupt nur für Regelungen ergeben, die sich gegenständlich nicht auf die Wahl der zulässigen Energieträger beziehen, sondern auf die CO₂-Emissionen.

Auch für an den Emissionen ansetzende Instrumente lässt sich jedoch, wie die nähere Untersuchung des Gutachtens aufzeigt, aus Art. 9 der IE-RL nicht generell darauf schließen, dass diese *ausnahmslos* von der Anpassungsklausel erfasst wären. Von der Formulierung des Tatbestands her ist nämlich zu beachten, dass sich die Anpas-

⁹¹ ABl. EU Nr. L 176, S. 37.

⁹² ABl. EU 2009 Nr. L 211, S. 55.

⁹³ Eingehend Klinski 2012, S. 49, 50; dem folgend Verheyen 2013, S. 11 f.

sungsklausel nur auf „Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen“ von Treibhausgasen erstreckt, die „in der Genehmigung“ nicht ausgesprochen werden sollen.

Klar ist, dass von der Klausel „klassische“ Emissionsgrenzwerte erfasst sind, wie sie für das Anlagenzulassungsrecht typisch sind: Grenzwerte, bei denen auf die Menge des Schadstoffs im Abgas abgestellt wird und bei denen es entweder auf die Konzentration oder auf die Menge in einer kürzeren Zeiteinheit (meist pro Stunde) ankommt. Demgegenüber werden im Rahmen von sog. Budgetansätzen über lange Zeiträume summierte Gesamtmengen (Höchstmengen) festgesetzt, bei denen der technische Anlagenstandard keine Rolle spielt. Von daher ist klärungsbedürftig, ob budgetartige Festlegungen begrifflich überhaupt von Art. 9 der IE-RL mit erfasst sind.

Die kontextbezogene Auslegung der Anpassungsklausel führt zu der Erkenntnis, dass das *nicht* der Fall ist. Das ergibt sich daraus, dass budgetartige Emissionsbegrenzungen mit dem konzeptionellen Grundansatz der Industrieemission-RL nicht zu vereinbaren wären, nach dem sich die anlagenbezogenen Anforderungen zur Emissionsbegrenzung an den „besten verfügbaren Techniken“ (BVT) auszurichten haben (vgl. insb. die Art. 11, 14, 15 sowie die Definitionen von Art. 3 Nr. 10 bis 13 der IE-RL, ferner unter den Erwägungsgründen insb. Nr. 12 der IE-RL).⁹⁴ Der Sache nach geht es bei den „besten verfügbaren Techniken“ stets und ausschließlich um die Setzung von *technischen Mindeststandards*, die im Betrieb der Anlage zu erfüllen sind – und die typischerweise in „klassischen“ Emissionsgrenzwerten ausgedrückt werden. In budgetartigen Mengenbegrenzungen kann demgegenüber kein bestimmter technischer Anforderungsstandard zum Ausdruck gebracht werden. Ihr Regelungsgegenstand ist nicht die Anlagentechnik, sondern die Erfüllung eines von außen gesetzten umweltpolitischen Ziels.

Wenn der Richtliniengeber in Art. 9 IE-RL von untersagten Grenzwerten „in der Genehmigung“ spricht, hat er folglich Grenzwerte vor Augen, die ihrer Art nach zu einer anlagentechnischen Genehmigung passen, wie sie in der Richtlinie angelegt sind. So verstanden, lässt sich aus dem Wortlaut von Art. 9 IE-RL nicht darauf schließen, dass budgetartige Mengenbegrenzungen für Treibhausgasemissionen durch die Anpassungsklausel ausgeschlossen sein könnten.

7.2.2.2 Berufung auf die Schutzverstärkungsklausel?

Gemäß Art. 193 AEUV hindern EU-Regelungen, die auf die Umweltschutzkompetenzen aus Art. 192 AEUV gestützt sind, die einzelnen Mitgliedstaaten nicht daran, „verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen“. Art. 193 AEUV wurde

⁹⁴ Vgl. Braunewell 2011, S. 250, 250 f.; Jarass 2013, S. 169, 170 f.; Röckinghausen 2012, S. 161, 163 ff.

ohne Änderung des Inhalts aus dem früheren Art. 176 EGV übernommen, dessen Wortlaut sich auf die Kompetenzen aus Art. 175 EGV bezog.

In der Rechtsliteratur wird verbreitet die Ansicht vertreten, dass aus der Schutzverstärkungsklausel die Befugnis der Mitgliedstaaten abzuleiten sei, auf nationaler Ebene auch innerhalb des Anwendungsbereichs des Emissionshandels CO₂-Grenzwerte für die erfassten Kraftwerke aufzustellen und gegenüber den Anlagenbetreibern im Wege nachträglicher Änderungen durchzusetzen.⁹⁵ Diese Auffassung ist streitbar, weil sie dem Wortlaut der Anpassungsklausel zum Emissionshandel aus Art. 9 der IE-RL entgegensteht.

Für eine Anwendbarkeit der Schutzverstärkungsklausel spricht eine Reihe von Argumenten. Auf der politischen Ebene lässt sich anführen, dass der Emissionshandel die ihm an sich zugeordnete Funktion alles andere als zufriedenstellend erfüllt.⁹⁶ Rechtlich kann das als problematisch angesehen werden, weil der Emissionshandel damit ein Hindernis für die Verwirklichung des generellen Gebots aus Art. 192 AEUV zu einer vorsorgenden Umweltschutzpolitik darstellt – so dass das Vorsorgeprinzip geradezu „konterkariert“ würde, wenn den Mitgliedstaaten dadurch ein eigenständiges Handeln im Sinne des Vorsorgeprinzips untersagt würde.⁹⁷

Aus dem Kontext der Emissionshandelsbestimmungen selbst kann auf Erwägungsgrund 10 der IE-RL verwiesen werden, mit dem der Sache nach die Anpassungsklausel zum Emissionshandel aus Art. 9 IE-RL in Bezug genommen wird. Dieser spricht unter ausdrücklicher Bezugnahme auf Art. 193 AEUV davon, dass es den Mitgliedstaaten gestattet sei, „verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen“. Als Beispiele nennt er explizit „Vorschriften für die Treibhausgasemission“, welche lediglich mit dem AEUV vereinbar sein und bei der EU-Kommission notifiziert (d.h. zur Kenntnis gegeben) werden müssen.⁹⁸ Die betreffende Formulierung entstammt zwar nur einem Erwägungsgrund, sie verdeutlicht aber, dass der EU-Gesetzgeber davon ausgegangen ist, dass Art. 193 AEUV auch im Hinblick auf die Regelungen des Emissionshandels anwendbar sein soll.

Rechtsdogmatisch lässt sich gegen die Annahme einer möglichen „Schutzverstärkung“ damit argumentieren, dass bei ordnungsrechtlichen CO₂-Grenzwerten nicht mit einem intensiver wirkenden, sondern mit einem von der Funktionsweise her andersartigem Rechtsinstrument operiert würde. Ein wesentlicher Teil der Rechtslehre versteht

⁹⁵ Eingehend Ziehm 2014a, S. 15 ff.; ähnlich Verheyen 2013, S. 9 ff.; vorsichtiger Schäuble/Volkert 2014, S. 23 ff.

⁹⁶ Vgl. Oei/Kemfert 2014a, S. 128.

⁹⁷ Eingehend Ziehm 2014a, S. 13 ff.

⁹⁸ Vgl. Ziehm 2014a, S. 17.

die Schutzverstärkungsklausel nämlich in enger Weise dahin, dass nur quantitative, die Intensität vorhandener EU-Regelungen verstärkende nationale Maßnahmen zulässig seien.⁹⁹ Der engen Herangehensweise an die Klausel kann aber entgegengehalten werden, dass der Begriff „Schutzmaßnahmen“ keine Bindung an ein bestimmtes Regelungsmuster erkennen lässt.¹⁰⁰ Dem hinter der Klausel stehenden umweltpolitischen Vorsorgegrundsatz dürfte mit einer allzu engen Auslegung nicht gedient sein, auch wenn das Gebot der einheitlichen Rechtsanwendung gewisse Grenzen setzt.¹⁰¹

Trotz der relativ guten Argumentationsgrundlage für eine Anwendung der Schutzverstärkungsklausel bleibt insgesamt zu konstatieren, dass die Rechtslage im Hinblick auf die Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte im Sinne von technischen Mindestanforderungen an die einzelnen Anlagen als vergleichsweise unsicher bewertet werden muss,¹⁰² weil der Wortlaut von Art. 9 der IE-RL der Aufstellung von CO₂-Grenzwerten im nationalen Recht entgegensteht. Keine Relevanz hat diese Problematik allerdings für sämtliche anderen Instrumentenoptionen – namentlich nicht für Laufzeitbegrenzungen oder Mengenregelungen, auch wenn diese auf Emissionen bezogen sind, weil sich die Anpassungsklausel des Art. 9 der IE-RL nur auf Grenzwerte im (engeren) anlagentechnischen Sinne erstreckt.

7.2.2.3 Weitergehende Sperrwirkung der Emissionshandels-Vorschriften?

Ein an die Mitgliedstaaten gerichtetes weitergehendes Verbot, Energieeffizienzanforderungen, Festlegungen der zulässigen Brennstoffarten zu treffen oder budgetartige Mengenbegrenzungen für CO₂-Emissionen vorzugeben, lässt sich der ETS-RL und der IE-RL ihrem Wortlaut nach nicht entnehmen. Anders würde sich die Rechtslage darstellen, wenn die Richtlinien über ihren Wortlaut hinaus nach ihrem Sinn und Zweck darauf gerichtet sein sollten, mit dem Emissionshandel ein in jeder Hinsicht abschließendes Klimaschutzinstrument für die von ihr erfassten Anlagen aufzubauen.

Auf den ersten Blick könnte man das annehmen, weil das Emissionshandelssystem von seiner Wirkungsweise her als ein übergeordnetes Instrument konstruiert ist und so auch gedacht war.¹⁰³ Es war aber von Beginn an auch eine Ausnahme im Hinblick auf Energieeffizienzanforderungen in der Anlagengenehmigung vorgesehen, obwohl

⁹⁹ So z.B. Breier, in: Lenz/Borchardt 2012, Art. 193 AEUV Rdnr. 3 f.; Nettesheim, in: Grabitz/Hilf 2009, Art. 176 EGV Rdnr. 13.

¹⁰⁰ Überzeugend Kahl, in: Streinz 2012, Art. 193 AEUV Rdnr. 19 m.w.N.; ähnlich Ziehm 2014a, S. 16 f.

¹⁰¹ In diesem Sinne Calliess, in: Calliess/Ruffert 2011, Art. 193 AEUV, Rdnr. 9.

¹⁰² Optimistischer Ziehm 2014a, S. 15 ff.; Verheyen 2013, S. 9 ff.

¹⁰³ Vgl. insb. die Erwägungen im ersten Richtlinienvorschlag der Kommission, Drs. KOM(2001) 581 endg. sowie das vorangegangene Grünbuch, Drs. KOM(2000) 87 endg., S. 23 ff.

dadurch mit einem andersartigen Instrument in den Emissionshandel hineingewirkt wird.¹⁰⁴ In Erwägungsgrund 23 zur ursprünglichen Fassung der ETS-RL hieß es zudem ausdrücklich, die Mitgliedstaaten könnten „bei Tätigkeiten, die unter das Gemeinschaftssystem fallen, die Auswirkungen von ordnungs- und steuerpolitischen sowie sonstigen Maßnahmen prüfen, die auf die gleichen Ziele gerichtet sind“. Die Formulierung lässt (ebenso wie die Erwägungsgründe 9 und 10 zur heutigen Fassung der IE-RL) erkennen, dass das Zusammenspiel der nationalen Instrumente mit dem Emissionshandel im Rahmen der rechtlichen Weiterentwicklung zwar „geprüft“ werden soll, aber durch den Emissionshandel keine strikte Sperre für andere Instrumente errichtet werden soll, die ebenfalls auf den Klimaschutz in dem vom Emissionshandel erfassten Sektor zielen.

Soweit die Instrumentenoptionen gezielt daraufhin konzipiert sind, den Transformationsprozess zur Herausbildung eines weitgehend auf erneuerbare Energien gestützten Stromversorgungssystem zu steuern, kommt noch ein weiteres Argument hinzu, dem letztlich das entscheidende Gewicht zukommt: Nach Art. 192 und 194 AEUV bleibt die Entscheidung über die Wahl der Energiequellen und die Strukturen der Energieversorgung auch in Ansehung der umwelt- und energiepolitischen Regelungskompetenzen der EU eine Angelegenheit der Mitgliedstaaten. Der AEUV setzt – wie bereits zuvor der EGV – der Einflussnahme der EU auf die grundlegenden energierechtlichen Systementscheidungen enge Grenzen:

- Im Rahmen der Umweltpolitik der Union dürfen gemäß Art. 192 Abs. 2 Satz 1 Buchstabe c) AEUV Maßnahmen, „welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren“, nur in einem besonderen Gesetzgebungsverfahren bei einstimmigem Beschluss im Rat erlassen werden.
- Für die Wahrnehmung der energiepolitischen Kompetenzen ist in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV festgelegt, dass diese nicht das Recht eines Mitgliedstaats berühren, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

Vor diesem Hintergrund verbietet es sich aus übergeordneten primärrechtlichen Gründen, die Emissionshandelsvorschriften so auszulegen, dass es den Mitgliedstaaten untersagt wäre, einen gezielten Transformationsprozess zu einem weitgehend klimaneutralen, in erster Linie auf erneuerbaren Energien basierenden und zugleich auf Kohle (oder auch auf Braunkohle) verzichtenden Stromversorgungssystem einzuleiten

¹⁰⁴ Vgl. Drs. KOM(2001) 581 endgültig, S. 9 f.

und durch geeignete Rechtsinstrumente zu gestalten.

7.2.2.4 Vereinbarkeit mit der Energiesteuer-RL

EU-rechtlich ist für die Zulässigkeit der Änderungen die Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG maßgebend:

- Die weit niedrigere Besteuerung von Kohle im Vergleich zu Erdgas und Heizöl beruht nicht auf der Richtlinie, ist aber mit dieser vereinbar, weil die Richtlinie insoweit nur Mindeststeuersätze vorschreibt und nicht regelt, in welchem Umfang die Mitgliedstaaten oberhalb des Mindestsatzes differenzieren dürfen.
- Die Steuerbefreiung für zur Stromerzeugung verwendete Energieprodukte ist in der Richtlinie grundsätzlich vorgesehen. Allerdings wird den Mitgliedstaaten explizit gestattet, hiervon „aus umweltpolitischen Gründen“ abzuweichen. Demnach ist die gezielte Besteuerung (allein) von zu Stromerzeugungszwecken verwendeter Kohle aus Gründen des Klimaschutzes EU-rechtlich zulässig.

In den Niederlanden und in Großbritannien existieren Besteuerungsregelungen für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, denen eine mit „CO₂-Mindestpreisen“ vergleichbare Aufgabe zukommen soll. Deutschland könnte rechtlich unbedenklich auf ähnliche Weise verfahren.

Für die Wahl und Ausgestaltung der Instrumente können sich daraus wichtige Konsequenzen ergeben – ebenso wie für die Auslegung der EU-Richtlinien zum Emissionshandel und zu Industrieemissionen.

7.3 Juristische Bewertung der einzelnen Instrumentenoptionen

7.3.1 Direkte Instrumentenoptionen (sachbezogene Pflichten)

7.3.1.1 Ausschlussregelungen für neue Kohlekraftwerke, technische Mindestanforderungen

Ausschlussregelungen für die Errichtung und den Betrieb neuer kohlebetriebener Kraftwerke sind nach der verfassungs- und EU-rechtlichen Prüfung ohne weiteres zulässig. Grundsätzlich ebenfalls zulässig sind Energieeffizienzanforderungen oder Mindestanforderungen an die flexible Einsatzweise.

Die Festsetzung von CO₂-Emissionsgrenzwerten für neue Anlagen ist hingegen nach dem Wortlaut von Art. 9 der IE-RL nicht möglich. Zulässig ist sie nur, wenn man davon ausgeht, dass die Mitgliedstaaten insoweit von der Schutzverstärkungsklausel aus Art.

193 AEUV Gebrauch machen können. Dafür spricht aus hiesiger Sicht Überwiegendes, die Rechtslage bleibt aber relativ unsicher.

7.3.1.2 Nachträgliche Mindestanforderungen an bestehende Kraftwerke

Für nachträgliche Mindestanforderungen an bestehende Anlagen – hier erwogen in Gestalt von CO₂-Grenzwerten, Energieeffizienzvorgaben oder Vorgaben an eine flexible Fahrweise – gelten EU-rechtlich die gleichen Maßstäbe wie bei neuen Kraftwerken: Sie sind ohne weiteres zulässig in Gestalt von Energieeffizienzvorgaben und Flexibilitätsvorgaben. Unsicherheiten bestehen demgegenüber bei direkten anlagenbezogenen CO₂-Grenzwerten, weil nicht gesichert erscheint, dass sich Deutschland insoweit auf die Schutzverstärkungsklausel aus Art. 193 AEUV berufen kann.

Verfassungsrechtlich stellen sich anlagenspezifische CO₂-Grenzwerte als relativ ungünstige Instrumente dar, weil die das BlmSchG seit 2004 eine Anpassungsklausel an den Emissionshandel enthält, die zum Ausdruck bringt, dass es solche Werte nicht geben wird. Speziell für Anlagen, die nach dem Inkrafttreten der betreffenden Regelung im BlmSchG genehmigt oder grundlegend erneuert wurden, müssten aus Vertrauensschutzgründen ggf. großzügige Übergangsregelungen geschaffen werden (wobei erforderlichenfalls ersatzweise Entschädigungen in Betracht kommen können). Entsprechendes gilt auch für die Variante von Energieeffizienzvorgaben, wegen des insoweit energierechtlichen – und nicht immissionsschutzrechtlichen – Regelungsinhalts allerdings nicht für etwaige Anforderungen an eine flexible Fahrweise.

7.3.1.3 Planartige Steuerung: Abschaltzeiten/Restlaufzeiten, Restmengen oder Restemissionen sowie Budgetregelungen

Unter den direkt wirkenden Instrumenten erweisen sich überraschenderweise diejenigen verfassungsrechtlich als am stabilsten, mit denen auf den ersten Blick besonders hart agiert wird: Die Festlegung von Abschaltzeiten/Restlaufzeiten sowie Restmengen oder schrittweise sinkenden Budgets für die Einspeisung von Strom bzw. die Emission von CO₂. Das liegt daran, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung der Kraftwerke als für Art. 14 Abs. 1 GG maßgebliche Rechtsposition einen Vertrauensschutzanspruch begründet – dies allerdings nur für den Regelungskontext des BlmSchG selbst, nicht für anderweitige gesetzliche Bereiche wie das Energierecht. Die Transformation des Stromsystems ist aber dem Regelungsgegenstand nach eine energierechtliche Aufgabe, auch wenn sie klimapolitisch motiviert ist. Diesen Rechtsbereich umfasst der von der BlmSchG-Genehmigung ausgelöste Vertrauensschutz nicht – anders als die originär immissionsschutzrechtlichen Fragestellungen wie die Höhe von Emissionen oder Energieeffizienzanforderungen. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass aus der Anlagengenehmigung nach dem BlmSchG kein Vertrauensschutz gegenüber energiepolitischen Systementscheidungen hergeleitet

werden kann, die in Abschaltzeiten, Restlaufzeiten, Restmengen oder schrittweise sinkenden Budgets für die Strom oder die Emission ihren Ausdruck finden.

Die wirtschaftlichen Interessen der Betreiber im Hinblick auf die einzelnen Anlagen können und müssen ggf. im Rahmen der Verhältnismäßigkeit abwägend berücksichtigt werden. Ein Anspruch auf Amortisation besteht dabei nicht. Soweit es für die gesetzlichen Ziele erforderlich ist, kann den Betreibern die Inkaufnahme wirtschaftlicher Nachteile grundsätzlich zugemutet werden – wobei aus dem Gleichheitsgebot folgt, dass wesentlich unterschiedliche Belastungen zwischen den verschiedenen Fällen zu vermeiden sind, soweit es für diese nicht spezifische Rechtfertigungen gibt. Je nach Konzeption kann zur Abfederung von Belastungen auch daran gedacht werden, Tausch- oder Handelskomponenten einzuführen, wobei es bei diesen wiederum denkbar ist, problematische Verhaltensweisen auszuschließen (z.B. eine Mengenübertragung an besonders emissionsintensive Anlagen zu untersagen).

EU-rechtlich fällt die juristische Bewertung derartiger Modelle bei gewissen Differenzierungen insgesamt ebenfalls am Günstigsten aus. Hintergrund dessen ist, dass Art. 192 und Art. 194 AEUV der EU grundsätzlich verbieten, in die Entscheidung der Mitgliedstaaten zur Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und über Festlegungen für die allgemeinen Strukturen der Energieversorgung erheblich einzugreifen. Die ETS-RL und die IE-RL können daher – primärrechtskonform – nicht dahin ausgelegt werden, dass sie den Mitgliedstaaten hierüber tiefgreifende Vorgaben machen würden. Das wäre aber der Fall, wenn man sie dahin verstehen würde, den Mitgliedstaaten grundlegende Systementscheidungen wie zum planmäßigen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die Stromerzeugung oder generell zur Klimaschutzpolitischen Transformation des Stromsystems zu verstellen.

Im Vergleich zwischen auf Abschaltzeiten/Restlaufzeiten sowie auf Strommengen bezogenen Instrumenten einerseits und auf Emissionsmengen bezogenen Regelungen andererseits sind die strombezogenen Ansätze aus rein rechtlicher Sicht zu präferieren, weil in ihnen besser zum Ausdruck kommt, dass es dem Gesetzgeber um eine energiepolitische Systementscheidung geht. Zu diesem Zweck kann der Sache nach durchaus auch an Emissionsmengen angeknüpft werden. In diesem Falle ergibt sich aber dem Gegenstand nach eine größere Nähe zum Emissionshandel, so dass es argumentativ leichter möglich ist, in entsprechenden Regelungen eine problematische Konkurrenz zum Emissionshandelssystem zu sehen.

7.3.1.4 Gruppenbezogene Kontingentregelungen

Bei Kontingentregelungen handelt es sich nach dem Verständnis dieser Ausarbeitung um auf fossile Kraftwerke, Kohlekraftwerke oder einen Teil der Kohlekraftwerke gerichtete, mengenbegrenzende Instrumente, mit denen diese als Gesamtheit adressiert

werden. Man könnte insoweit auch von branchen- oder gruppenbezogenen Mengengrenzungen sprechen. Inhaltlich kann es dabei um die Begrenzung der insgesamt oder für bestimmte Zeiträume (noch) verfügbare Strommengen oder Emissionsmengen aller erfassten Kraftwerke gehen. Praktisch laufen derartige Regelungen darauf hinaus, den einzelnen betroffenen Unternehmen die Möglichkeit zu geben, unter sich auszuhandeln, wer welche Anteile der jeweils zur Verfügung stehenden Kontingente in Anspruch nehmen kann. Denkbar ist auch, dafür bestimmte Regelungen vorzugeben (z.B. eine bestimmte Art des Handels mit Berechtigungen).

Für gruppenbezogene Kontingentregelungen lässt sich sowohl verfassungsrechtlich als auch EU-rechtlich vom Ansatz her die gleiche positive Bewertung wie für auf Einzelanlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen formulieren. Die verfassungsrechtlichen Anforderungen sind einhaltbar. EU-rechtliche Restriktionen stehen nicht entgegen. Der deutsche Gesetzgeber ist grundsätzlich frei darin, auch diesen Gestaltungsweg für die energierechtliche Systementscheidung zur Transformation der Stromversorgung zu gehen.

Hinzuweisen ist aus verfassungsdogmatischer Sicht ergänzend darauf, dass der Schwerpunkt des Grundrechtseingriffs bei dieser Art der Regelung im Grundrecht der Berufsfreiheit zu sehen ist. Wesentlich von den für Eingriffe in Art. 14 Abs. 1 GG angewendeten Verhältnismäßigkeitsmaßstäben abweichende Anforderungen ergeben sich daraus nicht. Der Emissionshandelsklausel des § 5 BImSchG kommt hier keine Bedeutung zu.

Unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten stellen sich Kontingentregelungen im Vergleich zu auf einzelne Anlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen vom Ansatz her als weniger eingriffsintensiv dar. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass ihnen im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung (hinsichtlich des Erforderlichkeitskriteriums) grundsätzlich der Vorzug zu geben ist. Denn mit Kontingentregelungen lässt sich weniger genau steuern, was für die einzelne Anlage gelten soll. Sofern es dem Gesetzgeber jedoch genau darauf ankommt – z.B. um bestimmte besonders problematische Anlagen schneller abschalten oder um auf die netztechnische Funktion einzelner Kraftwerke Rücksicht nehmen zu können – lässt sich dieses Ziel mit einer Kontingentregelung nicht adäquat adressieren. Außerdem ist zu bedenken, dass sich vergleichbare Wirkungen auch bei auf einzelne Anlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen durch Tausch- oder Handlungsoptionen erzielen lassen.

Speziell die Variante der emissionsbezogenen Kontingentierung birgt – wie die Festlegung von individuellen Restemissionsmengen – tendenziell etwas größere EU-rechtliche Risiken, weil in dieser Variante der Charakter einer energiepolitischen Strukturentscheidung weniger gut zum Ausdruck kommt als bei einer strombezogenen Regelungsweise.

7.3.1.4.1 Zuweisung zur strategischen Reserve

Eine gewisse Sonderstellung nimmt gegenüber den anderen Instrumenten die Möglichkeit ein, im Rahmen von gesetzlichen Regelungen über Kapazitätsmechanismen nach dem Modell der „strategischen Reserve“ bestimmte Kohlekraftwerke aus der allgemeinen Stromversorgung auszugliedern und sie (verpflichtend) ausschließlich einer strategischen Reservefunktion zuzuweisen.

Eine derartige Regelung dürfte mit Blick auf das Eigentumsgrundrecht als Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG einzuordnen sein, da den Eigentümern ihre Verfügungsbefugnis entzogen würde, um die Kraftwerke einer öffentlichen Aufgabe zuzuführen. Folglich erscheint das nur zulässig, wenn in dem zugrunde liegenden Gesetz Art und Ausmaß der (ggf. angemessenen auszugestaltenden) Entschädigung geregelt werden. Die Enteignungsentschädigung muss nicht zwingend in einer einmaligen Geldleistung ihren Ausdruck finden. Denkbar ist es auch, in dem Entgelt für die Bereithaltung der Kapazität die Entschädigung zu sehen, sofern diese ihrer Höhe nach ausreichend bemessen wird. Im Übrigen ist es selbstverständlich vorstellbar, stattdessen eine entsprechende Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern abzuschließen, so dass es auf Art. 14 GG dann nicht ankommt.

EU-rechtliche Hindernisse sind auch insoweit nicht ersichtlich.

7.3.2 Indirekte Instrumentenoptionen (Geldleistungspflichten)

Die rechtliche Bewertung der verschiedenen in Betracht kommenden Arten von Geldleistungspflichten hängt wesentlich davon ab, wie die jeweiligen Geldleistungspflichten im System des Finanzverfassungsrechts einzuordnen sind: als Steuern, als Sonderabgaben oder als Geldleistungspflichten zwischen Privaten (die ihrerseits außerhalb des Finanzverfassungsrechts stehen). Für alle Abgabenarten (im weitesten Sinne) ist zu betonen, dass sie den Transformationsprozess durch wirtschaftliche Anreize nur erleichtern können, jedoch keinen zielgerichteten Ausstieg aus der Kohlenutzung bewirken können.

7.3.2.1 Neue Steuern: CO₂-Steuer, Zertifikatesteuer

Die ganz dominierende Auffassung in der Rechtslehre geht davon aus, dass es dem Gesetzgeber nicht erlaubt ist, eine den im Grundgesetz ausdrücklich vorgesehenen Steuerarten nicht zuordnungsfähige neue Steuer zu entwickeln. So läge es aber bei Steuern, die auf CO₂-Emissionen oder CO₂-Zertifikate erhoben würde. Die Entwicklung dieser oder anderer grundlegend neuer Steuerarten kann juristisch daher nicht empfohlen werden.

7.3.2.2 Erhebung der Energiesteuer auf die Stromerzeugung aus Kohle

Verfassungsrechtlich zulässig ist hingegen eine Modifikation bestehender Steuern zu umweltpolitischen Lenkungszielen. Hierfür bietet es sich aus funktionaler Sicht an, die bereits auf den Verbrauch von Primärenergieträgern erhobene Energiesteuer künftig auch auf die Stromerzeugung aus Kohle oder generell aus fossilen Energieträgern anzuwenden. Hierbei können die Steuersätze so ausgestaltet werden, dass sich ein Anreiz zugunsten von weniger klimaschädlich erzeugtem Strom ergibt.

EU-rechtlich ergeben sich gegenüber einem solchen Konzept keine Bedenken, da die Energiesteuer-RL 2003/96 den Mitgliedstaaten ausdrücklich das Recht einräumt, die Energiesteuer auf Primärenergieträger aus Gründen des Umweltschutzes auch auf die Verwendung für Stromerzeugungszwecke zur Anwendung zu bringen.

Die Einführung entsprechender Regelungen erscheint aus juristischem Blickwinkel zur Unterstützung des Transformationsprozesses – ggf. auch begleitend als zusätzliches Instrument – sehr interessant, weil sie nicht nur rechtlich bedenkenfrei ist, sondern auch administrativ mit sehr geringem Aufwand umsetzbar erscheint. Mit ihnen könnten einem „CO₂-Mindestpreis“ nahekommende Wirkungen erzielt werden.

7.3.2.3 Sonderabgabe: Kein geeignetes Instrument erkennbar

Ein als wirkungsvolles Steuerungs-/Anreizinstrument für den Kohleausstieg geeignetes Modell für eine Sonderabgabe bietet sich nicht an.

7.3.2.4 Geldleistung unter Privaten: „Energiewendeumlage“

Erheblich geringer als bei Sonderabgaben ist das verfassungsrechtliche Risiko im Falle der Konstruktion von Geldleistungspflichten, bei denen es nicht zu staatlichen Einnahmen kommt, sondern lediglich zu Geldleistungen zwischen Privaten – wie es auch beim EEG der Fall ist. Für derartige Instrumente erhebt das Finanzverfassungsrecht keine Beschränkungen. Verfassungsrechtlich kommt es vielmehr darauf an, ob den betroffenen Kraftwerksbetreibern die (finanzielle) Indienstnahme für das verfolgte Gemeinwohlziel der Energiewende als Eingriff in das Grundrecht der Berufsfreiheit zugemutet werden kann. Hierfür kommt es darauf an, ob für die Kraftwerksbetreiber eine den Eingriff rechtfertigende „Sach- und Verursachungsnahe“ anzunehmen ist.

In diesem Sinne könnte daran gedacht werden, den Betreibern der fossilen Kraftwerke einen allgemeinen Beitrag zu (Mit-) Finanzierung der Energiewende abzuverlangen („Energiewendeumlage“). Zur Bewältigung der Energiewende stehen die Betreiber fossiler Kraftwerke mehr als nur in einer „Sach- und Verursachungsnahe“. Es kann keinem ernstlichen Zweifel unterliegen, dass eine ausreichende Verantwortlichkeitsbeziehung der Kraftwerksbetreiber zur Energiewende zu bejahen ist. Folglich rechtfertigt es sich aus juristischem Blickwinkel, sie zu einem finanziellen Beitrag für die Transformation des Stromsystems heranzuziehen.

Hinsichtlich der Bemessungsweise erscheint es ggf. sachgerecht, auf die Höhe der CO₂-Emissionen abzustellen. Eine alleinige Heranziehung der Betreiber von Braunkohle- oder Kohlekraftwerken dürfte mit dem Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG nicht vereinbar sein, weil auch andere fossile Kraftwerke CO₂ emittieren. Zulässig dürfte jedoch ein besonderer Zuschlag im Hinblick auf die mangelnde Flexibilität von bestimmten Kraftwerken sein.

Auf der Vereinnahmungsseite muss eine aufgabenadäquate Verwendung gewährleistet werden. Dem dürfte Rechnung getragen werden können, indem die Einnahmen zur Senkung der EEG-Umlage verwendet werden.

EU-rechtlich sind auch für diesen Ansatz keine ernstlichen Hindernisse ersichtlich.

Literaturverzeichnis

- AEE 2013 Agentur für Erneuerbare Energien et al.: Infoblätter Kombikraftwerk 2 – Simulation eines 100%-EE-Systems. http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/Kombikraftwerk_2/Hintergrundpapiere/Kombikraftwerk2_Hintergrundpapier_100_-EE-System_okt13.pdf. Oktober 2013, Zugriff am 13.08.2014
- AGEB 2010 AG Energiebilanzen e. V. (AGEB). (2010). Vorwort zu den Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland. August 2010.
- Amprion 2012 Amprion AG: „Generator wird zum Motor“; <http://www.amprion.net/generator-wird-zum-motor>; Zugriffen am 14.10.2014
- Beck-OK 2014 Epping, V.; Hillgruber, C. (Hrsg.): Beck'scher Online-Kommentar Grundgesetz (Stand: 01.09.2014)
- BMUB 2015 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU; März 2015
- BMWi 2014 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)“, Berlin, Oktober 2014
- BMWi 2015 Task Force „CO₂-Minderung“: Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung; Berlin 20.03.2015
- BMWi 2015b R. Baake: „Eckpunktepapier Strommarkt“, Berlin 18.03.2015
- BMWi 2015c Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Aufkommen und Verwendung von Steinkohle, Energiedaten Tabelle 18; Stand 03.01.2015
- BNetzA 2012 Bundesnetzagentur: „BK6-11-098 – Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise der Erzeugungsanlagen“, Bonn, 2012
- BNetzA 2013 Bundesnetzagentur: „Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13a Abs. 2 EnWG zur Systemrelevanz-Ausweisung von Kraftwerksblöcken in Marbach und Walheim“, 19.12.2013

- BNetzA 2014 Bundesnetzagentur: „Reservekraftwerksbedarf“; <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2014/140502ReservekraftwerksbedarfWinter2014-2018.html>. Mai 2014, Zugriff am 15.07.2014
- BNetzA 2014b Bundesnetzagentur: „Systemrelevante Kraftwerke“; http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html, Zugriff am 08.08.2014
- BNetzA 2014c Bundesnetzagentur: „Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur“; http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2015_03_12.pdf, Abruf am 31.03.2015
- BNetzA 2014d Bundesnetzagentur: „Monitoringbericht 2013 – Monitoringbericht gem. § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG“, Bonn, Juni 2014
- BNetzA 2014e Bundesnetzagentur: „Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13a Abs. 2 EnWG zur Systemrelevanz-Ausweisung von Kraftwerksblöcken in Ingolstadt“, 11.04.2014
- BNetzA 2015 Elektrizität und Gas / Stromerzeugungskapazitäten / Systemrelevante Kraftwerke; http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html;jsessionid=E67438C2F934DE8D831A03BBADB0C9D4, Stand 02.04.2015
- Braunewell 2011 Braunewell, J.: Die neue Richtlinie über Industrieemissionen, in: UPR 2011, S. 250 ff.
- BUND 2014 Der BUND-Abschaltplan: Laufzeitbegrenzung für die ältesten Braunkohleblöcke bis 2020; 29. Aug. 2014
- Burger et al. 2012 Burger et al.: „Kooperationsszenarien für Bahnstrom und Landesversorgungsnetz - Eine Analyse des technischen Potentials“, in: Bulletin SEV/VSE 12/2012, Dezember 2012
- Calliess/Ruffert 2011 Calliess, C.; Ruffert, M.: EUV/AEUV – Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechte-

	charta, 4. Aufl. München 2011
Connect 2014	Connect: „Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns“; Berlin, Juli 2014
Consentec 2010	Consentec: „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“; Aachen/Köln, 2010
Consentec et al. 2015	Consentec et al.: „Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung“, Aachen, 06.03.2015
DB Energie 2012	Regelung für den Zugang zum Bahnstromnetz der DB Energie GmbH – Konsultationsfassung Zugangsmodell, Frankfurt, Mai 2012
DB Netze 2012	Konsultation der Zugangsregeln zum Bahnstromnetz. https://www.dbenergie.de/file/2595706/data/infoveranstaltung_1_konsultation.pdf . Juni 2012, Zugriff am: 22.07.2014
DEHST 2013	Deutsche Emissionshandelsstelle: Die Reform des europäischen Emissionshandels im Kontext der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele der Europäischen Union; Berlin im November 2013
DEHST 2014	Deutsche Emissionshandelsstelle: Emissionszertifikate - Aktualisierte Fassung für die Handelsperiode 2013-2020; Berlin im Januar 2014
dena 2010	„Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025“, Berlin, 2010
dena 2014	„dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Berlin, 2014
dena 2014b	„dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Berlin, 2014b
DIW 2013	DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.: Nächste Schritte für den EU-Emissionshandel – DIW-Wochenbericht 11/2013
DIW 2014	DIW (Egerer et al.). (2014). <i>Electricity Sector Data for Policy-</i>

- Relevant Modeling – Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets.* Berlin: März 2014.
- DLR et al. 2010 Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Datenanhang II, Studie im Auftrag des BMU.
- EFN 2013 Energie-Forschungszentrum Niedersachsen: „Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit“, Studie, Goslar, März 2013
- Enervis 2015 Enervis energy advisors GmbH: Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen 2020 - Erste Ergebnisse einer Untersuchung im Auftrag von Agora Energiewende; Präsentation in Berlin am 16.04.2015
- ENTSO-E 2014 Scenario Outlook and adequacy forecast 2014-2030, (SOAF-Bericht), Brüssel, 31.10.2014
- FGH et al. 2012 „Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien“, Aachen, 2012
- Frenz 2013 Frenz, W.: Die Genehmigungsfähigkeit von Kohlekraftwerken trotz Klimaschutz, in: DVBl. 2013, S. 688 ff.
- Götz P. et al. 2014 Götz, P. et al.: „Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen – Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz“, Berlin, Juni 2014
- Grabitz/Hilf 2009 Grabitz, E.; Hilf, M.; Nettesheim, M.: Das Recht der Europäischen Union, 40. Aufl., München 2009
- IWES 2014 Fraunhofer IWES: „Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien“, im Auftrag für den Bundesverband Erneuerbare Energien, Kassel, April 2014
- Jarass, H. D. 2013 Jarass, H. D. Das neue Recht der Industrieanlagen, in: NVwZ 2013, S. 169 ff.
- Jarass/Pieroth 2014 Jarass, H. D.: Pieroth, B.: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), 13. Auflage München 2014

-
- Klinski 2012 Klinski, S.: Die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen für Kraftwerksneubau und Fortbetrieb in der Energiewende, in: ER (EnergieRecht) 2012, 47 ff.
- KOM 2010 Europäische Kommission: VERORDNUNG (EU) Nr. 1031/2010 DER KOMMISSION vom 12. November 2010 über den zeitlichen und administrativen Ablauf sowie sonstige Aspekte der Versteigerung von Treibhausgasemissionszertifikaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft; Stand 18.22.2010
- KOM 2014 Europäische Kommission: The EU Emissions Trading System (EU ETS); http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm, Stand 23.09.2014
- KOM 2014a Europäische Kommission: COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT – Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC; Brussels, 22.01.2014
- KOM 2014b Europäische Kommission: Structural reform of the European carbon market; http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm, Stand 23.09.2014
- KOM 2014c Europäische Kommission: Verordnung (EU) Nr. 176/2014 der Kommission vom 25. Februar 2014 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 insbesondere zur Festlegung der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigernden Mengen Treibhausgasemissionszertifikate
- KOM 2014d Europäische Kommission: MEMO - Europe strengthens its carbon market for a competitive low-carbon economy, Brussels, 8 January 2014
- Konstantin 2009 Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft, 2.Auflage
- Lenz/Borchardt 2012 Lenz, C. O.; Borchardt, K.-D.: EU-Verträge Kommentar, 6. Aufl. Köln 2012
- Mauch 2010 Mauch et al. (2010). Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 9 2010.

- Maunz/Dürig 2014 Maunz, T.; Dürig, G. (Begr.) / Herzog, R. u.a. (Hrsg.): Grundgesetz, Loseblattkommentar Stand: März 2014
- Mühlstein 2014 Mühlstein, J.: „Schnelligkeits-Wettbewerb“, Energie & Management 21. Ausgabe vom 1. November 2014, S.1
- Oei/Kempfert 2014a Oei, P.-Y.; Kempfert, C.; Reiz, F.; von Hirschhausen, C.: Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende (Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung/DIW – Reihe Politikberatung kompakt), Berlin 2014
- Oei/Kempfert 2014b Oei, P.-Y.; Kempfert, C.; Reiz, F.; von Hirschhausen, C.: Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch, in: DIW Wochenbericht Nr. 26/2014, S. 603 ff.
- ÖkoInstitut 2014 Strompreiseffekte zukünftiger Ausbaupfade der regenerativen Stromerzeugung, Anhang I zum Endbericht des Projekts „Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems“.
- Prognos et al. 2014 Prognos/ EWI / GWS: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose; Projekt Nr. 57/12; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; Basel/Köln/Osnabrück Juni 2014
- r2b 2014 „Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen“, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln, 30. Juli 2014
- Röckinghausen 2012 Röckinghausen, M.: Die Industrie-Emissions-Richtlinie (IED) und ihre Umsetzung im Immissionsschutzrecht, in: UPR 2012, S. 161 ff.
- Schäuble/Volkert 2014 Schäuble, D.; Volkert, D.; Jacobs, D.; Töpfer, K.(IASS): CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene (Gutachten), Potsdam 2014
- Schröter 2004 Schröter. (2004). *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*, Diplomarbeit an der Technischen Universität Berlin: Februar 2004.
- Siemens 2013 Der Generator von Biblis A stabilisiert als Phasenschieber das Netz. <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/automa>

- tion/power-generation/electrical-engineering/e3000/download/biblis-a-rwe-power-ag-elektrotechnik-generator-phasenschieber-sppa-e3000.pdf., 2013, Zugriff am 15.10.2014
- Streinz 2012 Streinz, R.: EUV/AEUV – Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, 2. Aufl., München 2012
- UBA 2014 Climate Change 23/2014: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013“; Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Juli 2014; ISSN 1862-4359
- ÜNB 2012 Übertragungsnetzbetreiber: „Netzentwicklungsplan 2012 Kapitel 6: Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze“; August 2012
- ÜNB 2014 Übertragungsnetzbetreiber: „Netzregelverbund“; <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/gcc>. 2014, Zugriff am 08.07.2014
- ÜNB 2014b Übertragungsnetzbetreiber: „Bestimmung des Bedarfs an Sekundärregelleistung und Minutenreserve“; <https://www.regelleistung.net/ip/action/dimensionierung>. 2014b, Zugriff am 08.07.2014
- ÜNB 2014c Übertragungsnetzbetreiber: „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5“, 30.09.2014
- ÜNB 2014d Übertragungsnetzbetreiber: „Netzentwicklungsplan Strom Entwurf – Teil 2 (Anhang)“; http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_1_Entwurf_Teil2.pdf, 2014d, Zugriff am 08.08.2014
- ÜNB 2014e Übertragungsnetzbetreiber: „Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“; 30. April 2014
- ÜNB 2014f Übertragungsnetzbetreiber: „EEG-Mengentestat 2013 auf Basis von WP-Bescheinigungen: Angaben zu Stromeinspeisemengen und Vergütungen nach EEG“; Stand 26.07.2014
- v. Mangoldt/Klein 2010 v. Mangoldt, H.; Klein, F.; Starck, C.: Kommentar zum Grundgesetz (GG), Band 3, 6. Auflage, München 2010
- v. Münch/Kunig 2012 v. Münch, I.; Kunig, P.: Grundgesetz für die Bundesrepublik

- Deutschland (GG), Bd. 3, Art. 70-146, 6. Auflage, München 2012
- VDE 2012 VDE (Brauner et al.). (2012). *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020*. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). April 2012.
- VDI 2013 VDI (Cziesla et al.). (2013). *Statusreport 2013: Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland: Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen*. VDI-Gesellschaft „Energie und Umwelt“. Dezember 2013.
- VDN 2007 Verband der deutschen Netzbetreiber: TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007
- Verheyen 2013 Verheyen, R.: Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue, Rechts-gutachten (im Auftrag und hrsg. von der Deutsche Umwelthilfen und dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland – BUND), Berlin 2013
- Wronski/Küchler 2014 Wronski, R.; Küchler, S.; Falke, I.; Wandscher, K.: Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland (Studie des Forums ökologische Marktwirtschaft (FÖS) in Zusammenarbeit mit Rechtsanwältin Schnutenhaus und Koll. im Auftrag der European Climate Foundation, Manuskriptfassung), Berlin 2014
- WWF 2014 WWF Deutschland: Positionspapier: Der Klimaschutzaktionsplan 2020 und die zukünftige deutsche Klima- und Energiepolitik; Nov. 2014
- Ziehm 2014a Ziehm, C.: Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken, Gutachten (im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen), Berlin 2014
- Ziehm 2014b Ziehm, C.: Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen, in: ZNER 2014, S. 34 ff.
- Ziehm 2014c Ziehm, C.: Die Bundesregierung kann der zunehmenden Kohleverstromung begegnen – sie muss es nur wollen, in: ZUR 2014, S. 129 f.
- Ziehm/Wegener 2013 Ziehm, C.; Wegener, H.: Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue

Energieerzeugungsanlagen (Rechtgutachten), hrsg. von der
Deutschen Umwelthilfe e.V., Berlin 2013

A Anhang

A.1 Rangliste Kohleausstieg

#	Name	Block	Bundesland	Alter des Kraftwerks [a]	Status	Brennstoff	Nettoleistung	Systemrelevanz bestätigt von BNetzA?	CO ₂ -Emissionen unter Berücksichtigung der Flexibilität	geplante Außerbetriebnahme in Szenarien			
										SZ0	SZ1	SZ2	SZ3
1	Scholven	D	NW	44	in Betrieb	SK	345,0	nein	944	2014	2014	2014	2014
2	Scholven	E	NW	43	in Betrieb	SK	345,0	nein	944	2014	2014	2014	2014
3	Scholven	F	NW	35	in Betrieb	SK	676,0	nein	944	2014	2014	2014	2014
4	Knepper	C	NW	43	in Betrieb	SK	345,0	nein	984	2014	2014	2014	2014
5	KW Herne	Herne 2	NW	51	vorfällig stillgelegt	SK	133,0	nein	903	2014	2014	2014	2014
6	KW Hatzen	Block 5	HB	46	vorfällig stillgelegt	SK	127,0	nein	886	2014	2014	2014	2014
7	Kraftwerk Walheim	WAL 2	BW	47	Reservekraftwerk	SK	148,0	ja	851	2014	2014	2014	2014
8	GKM	Block 4	BW	44	in Betrieb	SK	202,5	nein	958	2015	2015	2015	2015
9	Kraftwerk Vellheim	3	NW	44	in Betrieb	SK	303,0	nein	958	2015	2015	2015	2015
10	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	BW	49	in Betrieb	SK	110,0	nein	942	2015	2015	2015	2015
11	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	BW	48	in Betrieb	SK	110,0	nein	936	2015	2015	2015	2015
12	GKM	Block 3	BW	48	Reservekraftwerk	SK	202,5	nein	830	2015	2015	2015	2015
13	Gemeinschaftskraftwerk Kiel		SH	44	in Betrieb	SK	323	nein	807	2015	2015	2015	2015
14	Niederaußern	B	NW	51	vorfällig stillgelegt	BK	125,0	nein	1.311		2017	2017	2017
15	Niederaußern	A	NW	51	vorfällig stillgelegt	BK	125,0	nein	1.311		2017	2017	2017
16	Neurath	A	NW	42	in Betrieb	BK	277,0	nein	1.256	2017	2017	2017	2017
17	Neurath	B	NW	42	in Betrieb	BK	288,0	nein	1.256	2018	2018	2018	2018
18	Frimmersdorf	Q	NW	44	in Betrieb	BK	278,0	nein	1.238	2018	2018	2018	2018
19	Niederaußern	D	NW	46	in Betrieb	BK	297,0	nein	1.231	2018	2018	2018	2018
20	Niederaußern	C	NW	49	in Betrieb	BK	294,0	nein	1.231	2018	2018	2018	2018
21	Neurath	C	NW	41	in Betrieb	BK	292,0	nein	1.211	2018	2018	2018	2018
22	Frechen/Wachtberg	Frechen/Wachtberg	NW	55	in Betrieb	BK	118,0	nein	1.195	2018	2018	2018	2018
23	Frimmersdorf	P	NW	48	in Betrieb	BK	284,0	nein	1.166	2018	2018	2018	2018
24	KW Jänschwalde	A	BB	33	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.163	2018	2018	2018	2018
25	KW Jänschwalde	B	BB	32	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.163	2019	2019	2019	2019
26	KW Jänschwalde	D	BB	29	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.163	2019	2019	2019	2019
27	KW Jänschwalde	E	BB	27	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.163	2019	2019	2019	2019
28	KW Jänschwalde	F	BB	25	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.163	2019	2019	2019	2019
29	Weisweiler	F	NW	47	in Betrieb	BK	304,0	nein	1.161	2018	2018	2018	2018
30	Weisweiler	E	NW	49	in Betrieb	BK	312,0	nein	1.161	2018	2018	2018	2018
31	Boxberg	P	SN	34	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.159	2019	2019	2019	2019

#	Name	Block	Bundesland	Alter des Kraftwerks [a]	Status	Brennstoff	Nettleistung	Systemrelevanz bestätigt von BNetzA?	CO2-Emissionen unter Berücksichtigung der Flexibilität	geplante Außerbetriebnahme in Szenarien			
										SZ0	SZ1	SZ2	SZ3
32	Boxberg	N	SN	35	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.152		2019	2018	2018
33	KW Herne	Herne 3	NW	48	in Betrieb	SK	280,0	nein	1.134		2021	2018	2018
34	Niederaußern	F	NW	43	in Betrieb	BK	299,0	nein	1.134		2021	2018	2018
35	Niederaußern	E	NW	44	in Betrieb	BK	295,0	nein	1.134		2025	2018	2018
36	Buschhaus	D	NI	29	in Betrieb	BK	352,0	nein	1.128		2021	2018	2018
37	Neurath	E	NW	38	in Betrieb	BK	604,0	nein	1.114		2021	2018	2018
38	Kraftwerk N 230		NW	43	in Betrieb	SK	110,0	nein	842	2018	2018	2018	2018
39	Reuter West	Reuter West D	BE	27	in Betrieb	SK	282,0	nein	811	2018	2018	2018	2018
40	Reuter West	Reuter West E	BE	26	in Betrieb	SK	282,0	nein	811	2018	2018	2018	2018
41	Neurath	D	NW	39	in Betrieb	BK	607,0	nein	1.109		2022	2019	2019
42	Niederaußern	H	NW	40	in Betrieb	BK	648,0	nein	1.097		2022	2019	2019
43	Niederaußern	G	NW	40	in Betrieb	BK	653,0	nein	1.081		2023	2019	2019
44	KW Jänschwalde	C	BB	30	in Betrieb	BK	465,0	nein	1.075		2023	2019	2019
45	Klingenberg	Klingenberg	BE	33	in Betrieb	BK	164,0	nein	1.074		2024	2019	2019
46	KW Lünen	Lünen 6	NW	52	in Betrieb	SK	149,0	nein	1.025		2024	2019	2019
47	Weisweiler	G	NW	40	in Betrieb	BK	592,0	nein	1.010		2025	2019	2019
48	Weisweiler	H	NW	39	in Betrieb	BK	592,0	nein	1.010		2025	2019	2019
49	Schkopau	A	ST	18	in Betrieb	BK	450,0	nein	1.008		2027	2019	2019
50	Schkopau	B	ST	18	in Betrieb	BK	450,0	nein	1.008		2027	2019	2019
51	Kraftwerk Ensdorf	Block 3	SL	43	in Betrieb	SK	283,0	nein	999		2027	2019	2019
52	Schwarze Pumpe	A	BB	17	in Betrieb	BK	750,0	nein	983		2027	2019	2019
53	Schwarze Pumpe	B	BB	16	in Betrieb	BK	750,0	nein	983		2027	2019	2019
54	Westfalen	C	NW	45	saisonale Konsensverlängerung	SK	284,0	nein	972		2027	2019	2019
55	KW Lünen	Lünen 7	NW	45	in Betrieb	SK	324,0	nein	967		2027	2019	2019
56	Boxberg	Q	SN	14	in Betrieb	BK	857,0	nein	964		2019	2019	2019
57	KW West	West 2	NW	43	in Betrieb	SK	318,0	nein	962		2019	2019	2019
58	KW West	West 1	NW	43	in Betrieb	SK	322,0	nein	950		2019	2019	2019
59	Lippendorf	R	SN	14	in Betrieb	BK	875,0	nein	949		2019	2019	2019
60	Braunkohlekraftwerk Lippendorf	LIP S	SN	15	in Betrieb	BK	875,0	nein	949		2019	2019	2019
61	Scholven	C	NW	45	in Betrieb	SK	345,0	nein	945		2019	2019	2019
62	Scholven	B	NW	46	in Betrieb	SK	345,0	nein	945		2019	2019	2019
63	Niederaußern	K	NW	12	in Betrieb	BK	944,0	nein	943		2019	2019	2019
64	Weiher	Weiher III	SL	38	in Betrieb	SK	655,6	nein	940		2020	2019	2019
65	KW Voerde	Block A	NW	32	in Betrieb	SK	695,0	nein	914		2020	2019	2019
66	KW Voerde	Block B	NW	29	in Betrieb	SK	695,0	nein	914		2020	2019	2019

#	Name	Block	Bundesland	Alter des Kraftwerks [a]	Status	Brennstoff	Nettleistung	Systemrelevanz bestätigt von BNetzA?	CO2-Emissionen unter Berücksichtigung der Flexibilität	geplante Außerbetriebnahme in Szenarien			
										SZ0	SZ1	SZ2	SZ3
67	Kraftwerk Werdohl-Eivelingens	E4	NW	32	in Betrieb	SK	310,0	nein	894				
68	Kraftwerk Ensford	Block 1	SL	51	in Betrieb	SK	106,0	nein	894			2020	2019
69	Kraftwerk Bexbach	BEX	SL	31	in Betrieb	SK	721,0	nein	893			2020	2019
70	Heizkraftwerk HKV	HKV	SL	25	in Betrieb	SK	211,0	nein	892			2020	2019
71	KW Halen	Block 6	HB	35	in Betrieb	SK	300,0	nein	885			2020	2019
72	Modellkraftwerk MKV	MKV	SL	32	in Betrieb	SK	179,0	nein	884			2020	2019
73	Bergkamen	A	NW	33	in Betrieb	SK	717,0	nein	863				2019
74	Wilhelmshaven	1	NI	38	in Betrieb	SK	757,0	nein	860				2019
75	GKH	Block1	NI	25	in Betrieb	SK	136,0	nein	855				2019
76	GKH	Block2	NI	25	in Betrieb	SK	136,0	nein	855				2021
77	Heyden	4	NW	27	in Betrieb	SK	875,0	nein	850				2021
78	Ibbenbüren	B	NW	29	in Betrieb	SK	794,0	nein	848				2022
79	Wedel	Wedel 2	SH	52	in Betrieb	SK	123,0	nein	847				2022
80	KW Walsum	Walsum 9	NW	26	in Betrieb	SK	370,0	nein	844				2022
81	Reuter	Reuter C	BE	45	in Betrieb	SK	124,0	nein	842				2023
82	KWM	Block3	NI	35	in Betrieb	SK	690,0	nein	840				2023
83	Wedel	Wedel 1	SH	53	in Betrieb	SK	137,0	nein	833				2023
84	Rheinhaten Dampfkraftwerk	RDk 7	BW	29	in Betrieb	SK	505,0	nein	826				2024
85	Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 7	BW	29	in Betrieb	SK	778,0	nein	810				2024
86	Gersteinwerk	K2	NW	30	saisonale Konservierung	SK	607,5	nein	809				2025
87	Tiefstack	Tiefstack	HH	21	in Betrieb	SK	194,0	nein	805				2025
88	Farge	Farge	HB	45	in Betrieb	SK	350,0	nein	801				2025
89	HKW West	Block 1	NI	29	in Betrieb	SK	138,5	nein	799				2025
90	HKW West	Block 2	NI	29	in Betrieb	SK	138,5	nein	799				2026
91	KW Herne	Herne 4	NW	25	in Betrieb	SK	449,0	nein	788				2026
92	GKM	Block 7	BW	32	in Betrieb	SK	425,0	nein	788				2026
93	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 2	BW	17	in Betrieb	SK	336,0	nein	784				2027
94	KW Hastedt	Block 15	HB	25	in Betrieb	SK	119,0	nein	778				2027
95	KNG Kraftwerk Rostock	Rostock	MV	20	in Betrieb	SK	508,0	nein	776				2027
96	Zolling	Zolling Block 5	BY	28	in Betrieb	SK	472,0	nein	774				2028
97	Nord 2	2	BY	23	in Betrieb	SK	333,0	nein	772				2028
98	Staudinger	5	HE	22	in Betrieb	SK	510,0	nein	768				2028
99	G-Kraftwerk		NW	52	in Betrieb	SK	103,0	nein	860				2029

#	Name	Block	Bundesland	Alter des Kraftwerks [a]	Status	Brennstoff	Nettleistung	Systemrelevanz bestätigt von BNetzA?	CO ₂ -Emissionen unter Berücksichtigung der Flexibilität	geplante Außerbetriebnahme in Szenarien			
										SZ0	SZ1	SZ2	SZ3
100	GKM	Block 8	BW	21	in Betrieb	SK	435,0	nein	765				2029
101	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	BW	29	in Betrieb	SK	433,0	nein	755				2029
102	BoA 2	Neurath F	NW	2	in Betrieb	BK	1.050,0	nein	943				-
103	BoA 3	Neurath G	NW	2	in Betrieb	BK	1.050,0	nein	943				-
104	Boxberg	R	SN	2	in Betrieb	BK	640,0	nein	928				-
105	KW Walsum	Walsum 10	NW	1	in Betrieb	SK	725,0	nein	752				-
106	GKM	Block 6	BW	9	in Betrieb	SK	255,0	nein	748				-
107	Kraftwerk I	Dampfwirtschaft	NW	1	in Betrieb	SK	133,5	nein	743				-
108	Westfalen	D	NW	1	in Betrieb	SK	765,0	nein	742				-
109	Westfalen	E	NW	1	in Betrieb	SK	765,0	nein	742				-
110	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		NW	1	in Betrieb	SK	746,0	nein	739				-
111	Rheinhafen	RDK 8	BW	0	in Betrieb	SK	842,0	nein	739				-
112	Dampfkraftwerk GKM	Block 9	BW		im Bau	SK	911,0		0				-
113	Hamburg-Moorburg		HH		im Bau	SK	1.640,0		0				-
114	Staudinger	6	HE		iGV	SK	1.100,0		0				-
115	Wilhelmshaven		NI		im Bau	SK	731,0		0				-
116	Stade		NI		iGV	SK	840,0		0				-
117	Datteln	4	NW		im Bau	SK	1.055,0		0				-
118	Brunsbüttel		SH		Genehmigung erteilt	SK	1.820,0		0				-
119	Profen		ST		iGV	BK	660,0		0				-
120	BoAplus Niederaußem		NW		iGV	BK	1.100,0		0				-
121	Gemeinschaftskraftwerk Büttel / Bayer Industriepark		NI		iGV	SK	800,0		0				-

iGV: im Genehmigungsverfahren

A.2 Ergänzende Informationen zu den Systemdienstleistungen

A.2.1 Ergänzende Informationen zur Frequenzhaltung und Spannungshaltung Sicherherstellung Systembilanz / Frequenzhaltung (Regelenergie)

Ergänzende Informationen zum Status Quo

Die geographische Erbringung der Regelenergie ist zumeist irrelevant. Die Primärregelleistung wird dezentral durch kontrahierte PRL-Quellen von allen Übertragungsnetzbetreibern im Verbund gemeinsam bereitgestellt (Solidaritätsprinzip).

Durch den „Netzregelverbund“ der vier deutschen ÜNB wurde es ferner möglich, gegenläufige Regelleistungs-Aktivierungen zu vermeiden und eine gemeinsame und kostengünstigere Regelleistungsdimensionierung durchzuführen. Es wird regelzonenübergreifend auf Anlagen der SRL zugegriffen, die lediglich mit ihrem Anschluss-ÜNB fernwirktechnisch verbunden sind. Über deutschlandweite Merit-Order-Listen für SRL und MRL kann der Regelleistungseinsatz kostenoptimiert gestaltet werden. Weitere Möglichkeiten der Kosteneinsparung werden über die Kooperation mit dem Ausland angestrebt (ÜNB 2014). Zwar können nach § 6 StromNZV die ÜNB einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone ausschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – z.B. bei Zerfall der Synchronzone in mehrere Teilnetze – in ihrer jeweiligen Regelzone notwendig ist. Ende 2011 stellte die Bundesnetzagentur mit dem Beschluss BK6-10-099 die Möglichkeit der Ausschreibung eines Kernanteils jedoch unter einen Genehmigungsvorbehalt.¹⁰⁵

Vorhaltung und Regelenergiemarkt

Für das Berichtsjahr 2012 weist die Bundesnetzagentur folgende Leistungsbereiche zur Ausschreibung der drei Regelenergiearten aus:

¹⁰⁵ Seit August 2013 werden keine Kernanteile mehr ausgewiesen. Ob sich dies durch einen wachsenden Anteil lastferner EE-Einspeisung ggf. wieder ändern könnte bleibt abzuwarten.

Tabelle 23 Ausgeschriebene Regelleistung ÜNB 2012

	<i>Primärregelung</i>	<i>Sekundärregelung</i>		<i>Minutenreserve</i>	
	<i>pos. / neg.</i>	<i>pos.</i>	<i>neg.</i>	<i>pos.</i>	<i>neg.</i>
Ausgeschriebene Leistung in MW	567 - 592	2.081 - 2.109	2.114 - 2.149	1.536 - 2.426	2.158 - 2.413

Quelle: BNetzA 2014d, S. 77

Die heutige Erbringung von Regelleistung erfolgt vornehmlich durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. An den Regelleistungsmärkten finden sich auch alternative Anbieter, welche Pools aus Biogasanlagen, Notstromaggregaten, Batterien sowie flexible Industrielasten vermarkten (dena 2014b, S. 11, 12).

In verschiedenen EE-Ausbauszenarien simulierte Consentec 2010 (S. 57, 58) den Bedarf an Sekundär- und Minutenreserveleistung. Das folgende Diagramm stellt die Ergebnisse für das Referenzszenario mit 30 % EE Anteil bis 2020 dar.

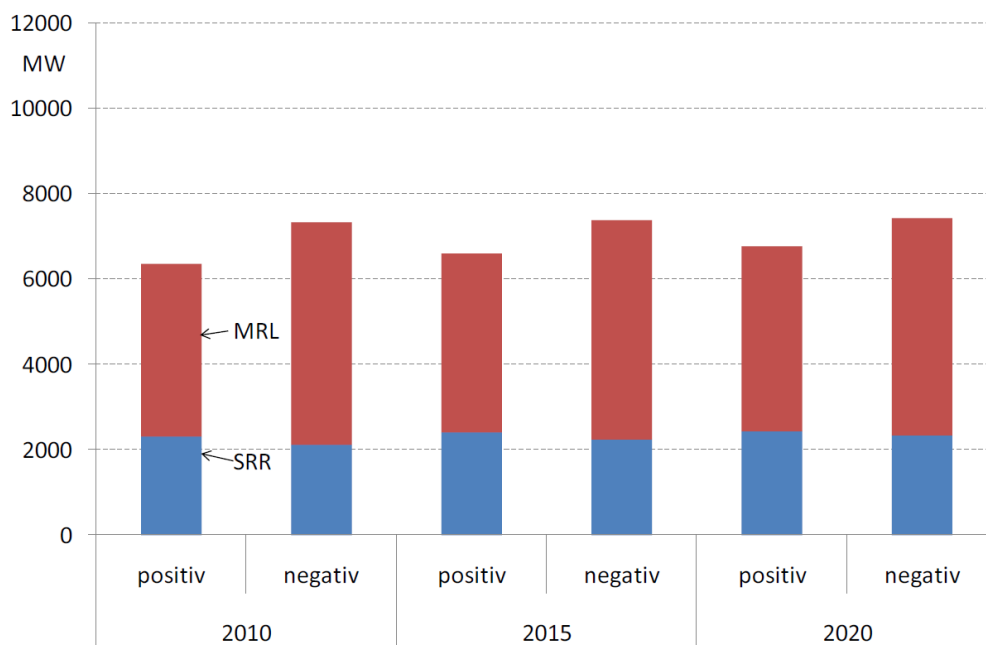


Abbildung 48 Bedarf an positiver und negativer Sekundärregelung und Minutenreserve

Quelle: Consentec 2010, S. 57

Der recht konstante Bedarf an SRL wird darauf zurückgeführt, dass Bilanzungleichgewichte der erneuerbaren Energien vor allem in den Zeitbereich der Minutenreserve

fallen. Gleichzeitig werden wesentliche Fortschritte in der Absenkung der Prognosefehler erwartet, weshalb auch die MRL keine wesentliche Änderung erfährt. Bei gleichbleibenden Prognosegüte seien hingegen deutliche höhere Reservebedarfe für SRL und MRL notwendig (+ 50 % bei positiver Reserve sowie + 30 % bei negativer Reserve). Bei höher unterstellten EE-Anteilen reiche der dämpfende Einfluss der Prognoseverbesserung nicht zur Kompensation, ein EE-Anteil von 50 % erfordere eine Verdopplung des Reservebedarfs.¹⁰⁶

Störfall nach §13 Abs. 2 EnWG

Eine Besonderheit stellt der Störfall nach §13 Abs. 2 EnWG dar. Sofern vorstehende Dienstleistungen ohne Erfolg bleiben, erlaubt das EnWG einen direkten Eingriff des ÜNB in die Erzeugung. Dies entbindet Erzeuger von ihrer Leistungsverpflichtung, der ÜNB wird zum zentralen, systemverantwortlichen Dispatcher. Da die Verantwortung zur Systemstabilität dem ÜNB obliegt, muss er letztlich definieren, welche Mindesterzeugung für diesen Fall erforderlich ist. FGH et al. 2012 berechnete auf Basis der vorzuhaltenden Regelleistung und des 1-h Gradienten der vertikalen Netzlast, ohne das Vorhandensein von Netzrestriktionen, eine Mindesterzeugung aus typischen thermischen Kraftwerken (z.B. Steinkohle)¹⁰⁷ von 16.000 MW Nennleistung und 13.000 MW Wirkleistung. (FGH et al. 2012)

Ergänzende Informationen zur zukünftigen/alternativen Erbringung

Aus IWES 2014 geht hervor, dass das Regelleistungspotenzial aus PV- und Windkraftanlagen mit zunehmender Produktlänge (Vorhaltezeit), zunehmender Zuverlässigkeit des Angebots (z.B. im Bereich von 95 % bis 99,994 %) und längeren Vorlaufzeiten zwischen Auktionierung und Bereitstellung deutlich sinkt. Als Optimum für die Bereitstellung aus Fluktuierenden erneuerbaren Energien (insb. der PV) wird eine Produktlänge von einer Stunde vorgeschlagen; heute geforderte Längen (z.B. in der SRL) stellen für PV-Anlagen bereits ein Ausschlusskriterium dar. Windanlagen haben tendenziell weniger Probleme mit etwas längeren Produktlängen. Hinsichtlich der Vorlaufzeit ist zu beachten, dass die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen erst am Vortag mit hinreichender Sicherheit prognostiziert werden kann. Steuerbare

¹⁰⁶ Der steigende Bedarf an Regelleistung bei steigendem Anteil erneuerbare Energien unterstellt das Auftreten zeitgleicher und gleichgerichteter Abweichungen. Zu prüfen ist hier der Poolingeffekt, das gegenseitige Aufheben von entgegengerichteten Abweichungen in einem zunehmend wachsenden Anlagenpark.

¹⁰⁷ Für die Berechnung wurde ein Typ eines thermischen Kraftwerks angenommen, welches in der Praxis z.B. ein Steinkohlekraftwerk darstellen könnte. Das Beispielkraftwerk kennzeichnen folgende Eckdaten: 800 MW Nennleistung, Mindestleistung 40 % der Nennleistung, Primärregelband 5,6 % der Nennleistung, Dynamik 4 % der Nennleistung pro Minute.

erneuerbare Energien (Biomasse) werden bereits erfolgreich in der Regelenergievermarktung eingesetzt. Begrenzende Faktoren sind insbesondere bei Biogasanlagen die Größe des Gasspeichers sowie die Art der Wärmesenke.

In Agentur für Erneuerbare Energien 2013 wird für die langsameren Regelarten (Sekundär- und Minutenreserveleistung) ebenso der Vorschlag einer dynamischeren Regelleistungsdimensionierung vorgebracht. So könnte die Regelleistungsdimensionierung an jedem Tag anhand der Einspeiseprognosen für jede Stunde des Folgetags bestimmt werden. Aus technischer Sicht könnten erneuerbaren Energien bereits die fehlende Schwungmasse mit einer schnellen D-Regelung zusammen mit Batterien und Power-to-Gas-Anlagen kompensieren. Um die schnelleren Reaktionszeiten nutzen zu können, muss jedoch der regulatorische Rahmen angepasst und die Regelleistungsabrufzeit verkürzt werden (AEE 2013, S. 4-5).

Auch in Energie-Forschungszentrum Niedersachsen 2013 (S. 102) wird separat für die jeweiligen Einsatzgebiete eine Rangfolge verschiedener Speichersysteme und anderer Flexibilitätsoptionen vorgeschlagen:

Tabelle 24 Zuordnung und Gewichtung von Speichertechnologien sowie weiterer Flexibilitätsoptionen zur Erbringung von Regelenergie im zukünftig zu erwartenden Energiesystem

Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
1. Batterien	1. Pumpspeicherwerke	1. Pumpspeicher
2. Schwungmassenspeicher	2. Flexible Kraftwerke	2. Druckluftspeicher
3. Flexible Kraftwerke	3. Rückverstromung Gas- und Dampfturbine	3. Flexible Kraftwerke
4. Rückverstromung Gas- und Dampfturbine	4. Elektrolyse, negative Regelleistung	4. Rückverstromung Gas- und Dampfturbine
5. Pumpspeicherwerke	5. Batterien	5. Elektrolyse, negative Regelleistung
6. Druckluftspeicher	6. Druckluftspeicher	6. Demand Side Management
7. Elektrolyse, negative Regelleistung	7. Demand Side Management	7. Erzeugungsmanagement
8. Demand Side Management	8. Erzeugungsmanagement	
9. Erzeugungsmanagement		

Quelle: EFN 2013, S. 114

Vergleichbar zu den Pumpspeicherkraftwerken können Druckluftspeicherkraftwerke kurzfristig größere Leistungen über mehrere Stunden in das Netz einspeisen oder aus ihm entnehmen. Zum Einsatz kommen dabei isochore Systeme (konstantes Volumen – steigender Druck bei der Einspeicherung) sowie isobare Systeme (konstanter Druck

– Vergrößerung des Volumens bei der Einspeicherung). Adiabate Druckluftspeicher- kraftwerke speichern die Kompressionsabwärme, um beim Ausspeichern die Luft da- mit vorzuwärmen, bevor sie der Entspannungsturbine zugeführt wird. Adiabate Sys- teme kommen auf Wirkungsgrade von 70 %, befinden sich jedoch noch im For- schungsstadium. Alternativ muss die Vorwärmung durch eine externe Wärmequelle (Brennkammer) erfolgen, der Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt jedoch lediglich im Bereich von 50 %. (Energie-Forschungszentrum Niedersachsen 2013, S. 76) Bisher wurden weltweit nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke¹⁰⁸ realisiert. Die Anzahl geplan- ter Druckluftspeicherkraftwerke und somit auch die systemische Bedeutung dieser Technologie ist gegenwärtig noch sehr gering.

Die Technologien Elektrolyse und Rückverstromung (GuD-Turbine) zielen auf die Her- stellung von Wasserstoff mit Hilfe von elektrischer Energie, sowie die Rückverstro- mung des Wasserstoffes z.B. in GuD-Turbinen, ggf. wird der Wasserstoff in ein Syn- thesegas oder Methan umgewandelt. Sowohl die großtechnische Elektrolyse als auch die Wasserstoffspeicherung befinden sich noch im Forschungs- bzw. frühen Anwen- dungsstadium. Der Gesamtwirkungsgrad von Wasserstoffherstellung, Speicherung und Rückverstromung beträgt derzeit max. 40 %. (Energie-Forschungszentrum Nie- dersachsen 2013, S. 76)

Neben den bereits angeführten kleinen KWK-Anlagen, die derzeit nur geringere Po- tenziale bieten, können auch andere Anlagen mit einer Verknüpfung zum Wärmemarkt zur Regelleistungsbereitstellung beitragen. Angeführt werden etwa Wärmepumpen und Stromheizungen. Das Potenzial von Wärmepumpen ist gegenüber dem elektri- scher Speicherheizungen noch als gering einzustufen. Hinsichtlich der RL- Erbringung aus thermischen Anwendungen sind jedoch die nur saisonale Verfügbarkeit, die maxi- male Speicherkapazität und die Entladungsgeschwindigkeit der Speicher auf der Basis des Wärmebedarfs sowie ggf. negativen Gleichzeitigkeitseffekte auf das Verteilnetz zu beachten. Zudem muss ggf. eine aufwendigere Messinfrastruktur sowie IKT-Techno- logie verwendet werden.

Potenziale aus Lastverlagerungen im Industriesektor werden ebenso wie netzparallel- fähige¹⁰⁹ Netzersatzanlagen (Notstromaggregate) bereits zur Regelleistungsbereitstel- lung eingesetzt und stellen somit keine neue Alternative dar. Ein Hemmnis zur Einbin- dung von Industrieanlagen in den Regelenergiemarkt stellen gegenwärtig Wechselwir- kungen mit der Netzentgeltsystematik dar. Ergänzend werden im Anhang die Regel- leistungspotenziale durch Druckluftspeicher, Elektrolyse und Rückverstromung sowie

¹⁰⁸ Angeführt werden hier insbesondere eine Anlage in Huntorf, Deutschland sowie eine in McIntosh, USA.

¹⁰⁹ Nicht netzparallelfähige Anlagen schalten erst nach einer kurzen Schwarzphase ein, bzw. müssen zur Resynchronisierung wieder vollständig heruntergefahren werden, bevor der Kuppelschalter vom NEA-Inselbetrieb auf Netzversorgung umge- stellt wird.

Stromwärme näher ausgeführt.

Momentanreserve/rotierende Massen

Ergänzende Informationen zum Status Quo

Auch in EFN 2013 wird aufgrund hinreichender ausländischer Kapazitäten bis 2050 keine Marktdesignänderung (Vergütung der bereitgestellten Momentanreserve) erwartet.¹¹⁰ Es ist jedoch zu beachten, dass aufgrund von Leitungsproblemen ein Zugriff auf die europäische Reserve entfallen kann¹¹¹ und bei wachsenden Importen die Forderung der Anbieter nach Vergütung entstehen könnte. (EFN 2013, S. 189)

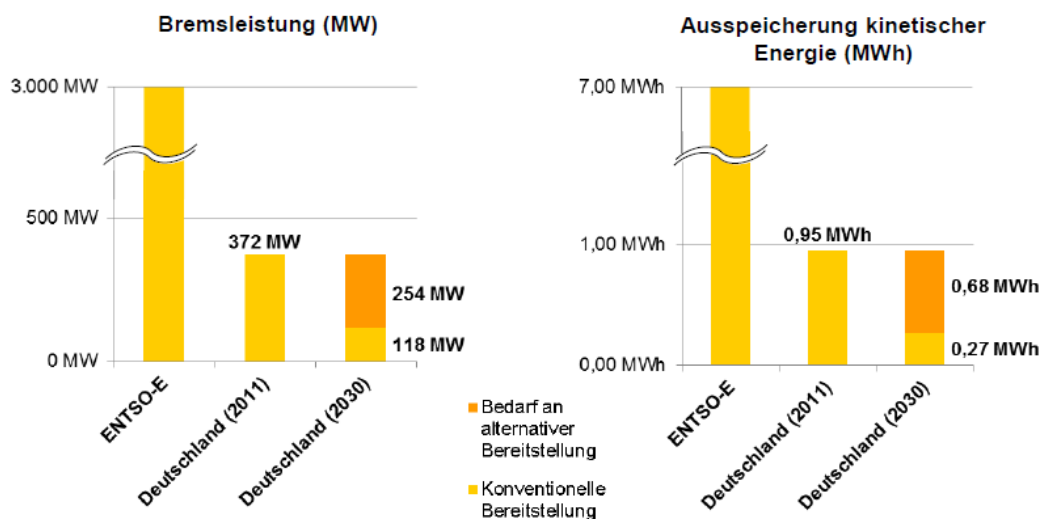


Abbildung 49 Zusammensetzung der Momentanreserve

Quelle: dena 2014b, S. 9

Vorstehende Abbildung zeigt auf Grundlage von Modellrechnungen die Beteiligung der deutschen Regelzonen an einem Leistungssprung von 3.000 MW. Es wird ausgewiesen, dass perspektivisch im Jahr 2030 in bestimmten Stunden hoher EE-Einspeisung und geringer konventioneller Erzeugung eine Differenzleistung von 254 MW alternativ bereitgestellt werden muss, um das Niveau des Jahres 2011 aufrecht zu erhalten. Es

¹¹⁰ Diese Tatsache macht es jedoch schwierig ökonomisch vorteilhafte alternative Erbringer zu identifizieren.

¹¹¹ Auslegung auch auf den Worst-Case des Systemsplits (Deutschland eine Insel).

ist jedoch zu beachten, dass selbst ohne eine Kompensation dieser Lücke dennoch eine Sicherheitsmarge von 0,25 Hz verbliebe. (dena 2014b, S. 9)

Ergänzende Informationen zur zukünftigen/alternativen Erbringung

In Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFN 2013, S. 102) werden zudem separat Speichertechnologien auf ihre Eignung zur Bereitstellung von Momentanreserve bewertet. Hieraus hervor geht, dass insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Schwungmassespeicher interessante Optionen darstellen könnten.

Über die aufgeführten Alternativen hinaus werden auch zwei weitere indirekte Lösungsansätze diskutiert. So existieren Forschungsansätze, die sich mit der Erhöhung der Frequenzabhängigkeit von Lasten befassen oder eine Verringerung der Bereitstellungszeit der Primärregelung vorsehen und somit auf eine erhöhte Kraftwerksdynamik abzielen. (dena 2014, S. 39)

Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Ergänzende Informationen zum Status Quo

Im Kontext der Spannungshaltung wird zunächst zwischen der statischen Spannungsstabilität (System kehrt nach kleineren Störungen in den stationären Anlagenzustand zurück) und der dynamischen Stabilität (bei größeren Störungen, Wiedererlangen des Betriebspunktes ist abhängig vom Verhalten der Einspeiser während des Fehlers) unterschieden.¹¹² (dena 2014, S. 102ff.)

In FGH et al. 2012 wird mit Hilfe eines heuristischen Optimierungsverfahrens die erforderliche Mindesterzeugung zur Spannungshaltung derart ermittelt, dass sukzessive Erzeugungsanlagen vom Netz genommen werden, bis das Spannungsband verletzt wird oder die Importkapazität erreicht ist. Zur Spannungshaltung wird im Szenario Starkwind/Schwachlast eine übererregte regionale Blindleistungsbereitstellung von 2-6 GVar sowie eine untererregte von <0,6 GVar bestimmt. Im Szenario Starkwind/Starklast wurden übererregte Blindleistungsquellen i.H. von 12-16 GVar sowie untererregte von <0,3 GVar errechnet. Hiermit verbunden sind resultierende Mindestwirkleistungserzeugungen von 4 - 8 GW bzw. 16 - 20 GW. Die Mindesterzeugung ist

¹¹² Betrachtet man Synchronmaschinen sind die Begriffe „statisch“ und „dynamisch“ ebenso festgelegt. Hier wird die Blindleistungsreaktion durch einen aktiven Eingriff am Erreger von der Blindleistungsreaktion durch einen passiven Mechanismus bei Änderung des Statorfeldes unterschieden. Aus dem Unterschied zwischen Rotor zu Statorfeld ergibt sich der eingespeiste Strom.

dabei insbesondere in den Lastzentren der Rhein-Ruhr-Region sowie dem Main-Neckar-Raum lokalisiert. Die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung ist lediglich im Nordosten erforderlich. Hierbei kommt dem Kraftwerk Rostock eine wichtige Rolle zu.

Hierbei zeigt sich, dass die erforderliche Höhe und regionale Verteilung der Mindesterzeugung in Form von Blindleistungsbereitstellung stark vom aktuellen Belastungszustand des Übertragungsnetzes abhängt. In den beiden Fällen Schwachlast/Starkwind sowie Starklast/Starkwind ist überwiegend ein übererregter Betrieb der Synchroneratoren erforderlich.

In dena 2014 (S. 102 ff.) wurde für das Jahr 2033 der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf für den n-0 Fall (Netzgrundzustand) sowie n-1 Fall (Ausfallereignis) an 31 deutschen Netzknoten stundenscharf simuliert. Neben dem absoluten Bedarf wird auch der „zusätzliche Bedarf“ an den Netzknoten ausgewiesen. Dieser ergibt sich unter Berücksichtigung bereits bestehender und geplanter Blindleistungsquellen. Speziell in der Rhein-Ruhr-Region ist der Bedarf und zusätzliche Bedarf an kapazitiver Blindleistung besonders hoch; im Allgemeinen stellt sich ein Bedarf zur Bereitstellung überwiegend kapazitiver Blindleistung heraus.

Anhand der Ergebnisse wurden zwei bemessungsrelevante Netzbelastungsszenarios identifiziert. Szenario 1 (hohe Wind- und PV-Einspeisung bei hoher Last) kennzeichnet ein hoher kapazitiver Bedarf bei gleichzeitig einem maximalen zusätzlichen kapazitiven Bedarf an einem Netzknoten innerhalb des Betrachtungsjahres. Szenario 2 (Mittlere Windeinspeisung, geringe Last) kennzeichnet ein hoher induktiver Bedarf bei gleichzeitig einem maximalen zusätzlichen induktiven Bedarf an einem Netzknoten innerhalb des Betrachtungsjahres.

Die folgenden Darstellungen könnten dabei als weiterer Ansatzpunkt genutzt werden, um kritische Regionen und Netzknoten im Kontext der Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke zu identifizieren¹¹³.

¹¹³ Es ist jedoch nicht möglich die Notwendigkeit einzelner Kraftwerke zur Spannungshaltung abzuleiten. Gerade in Regionen mit nur geringem Blindleistungsbedarf können wenige vorhandene Kraftwerke einen bedeutenden Beitrag leisten.

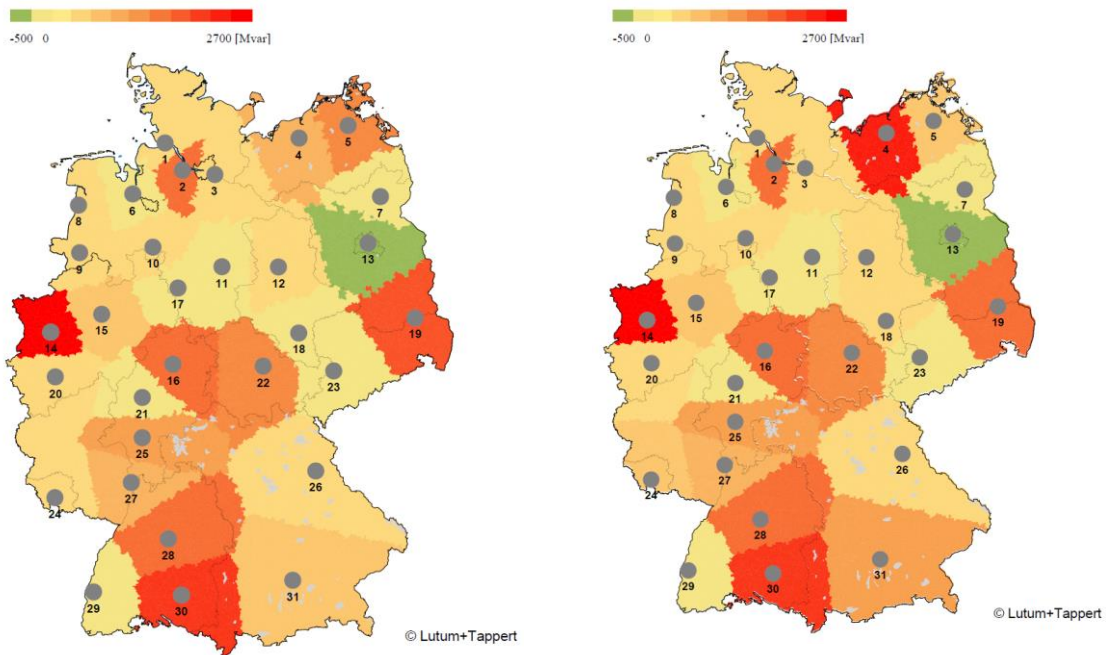


Abbildung 50 links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im ausgewählten (n-1)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde kapazitiv im (n-0)-Fall

Quelle: dena 2014, S. 114, 118

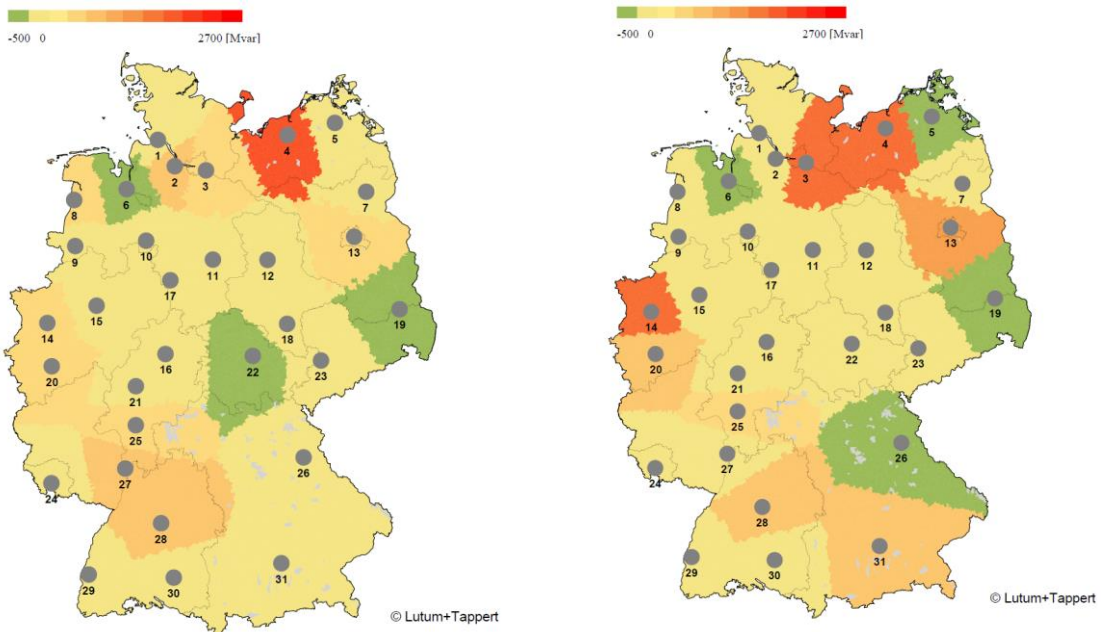


Abbildung 51 links: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im (n-0)-Fall; rechts: Blindleistungsbedarf für die bemessungsrelevante Stunde induktiv im ausgewählten (n-1)-Fall

Quelle: dena 2014, S. 116, 120

Im Hinblick auf die zunehmenden Transportentfernungen und Leistungstransite wird künftig ein höherer Blindleistungsbedarf erwartet. Nach vorstehender Analyse wird ein erhöhter kapazitiver Blindleistungsbedarf insbesondere in der Rhein-Ruhr-Region, dem Main-Necker-Raum und der Region um Rostock erwartet. Ein zusätzlicher Bedarf an der Bereitstellung induktiver Blindleistung wird vor allem im Osten Deutschlands erwartet. (dena 2014, S. 102 ff.)

Um aktuelle praxisnahe Probleme sowie geplante Maßnahmen zur Spannungsregelung ausfindig zu machen, wurde der Entwurf zum Netzentwicklungsplan 2014 (ÜNB 2014d) untersucht. Einen direkten Bezug zur Spannungshaltung / Blindleistungsbereitstellung haben dabei unter anderem folgende Maßnahmen, von denen zwei etwas näher betrachtet werden:

- *50HzT-P127-17: Netzausbau: Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensatoren) in Altenfeld und Vieselbach*
- *TNG-001: Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöhe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis*
- *TNG-002: Netzausbau: Zubau der 380-kV-Anlage Goldshöhe um einen 250-Mvar-Kondensator zur Blindleistungskompensation*

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation

Der lokale Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistungserzeugung. Durch windbedingte Verdrängung und Stilllegung von Kraftwerksleistung müssen kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten transitbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.

TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen

Dieses großräumige Projekt wird notwendig, da in Zeiten hoher Windeinspeisung hohe Transite mit einem verbundenen hohen Blindleistungsbedarf auf den Nord-Süd-Trassen stattfinden und da sich aufgrund der Verdrängung durch die EE nur noch wenige konventionelle Kraftwerke an einer Kompensation beteiligen können. Durch eine regionale Blindleistungskompensation soll das Übertragungsnetz unterstützt werden. Folgende Tabelle stellt die Orte und Kompensationsmittel dar, mit denen dem Problem begegnet werden soll:

Tabelle 25 Standorte und Kompensationsmittel zur Spannungsregelung¹¹⁴

Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Redwitz	MSCDN	300	2015
Würgau	MSCDN	300	2015
Karben	MSCDN	300	2018
Sottrum	SVC	300	2015
Großkrotzenburg	MSCDN	300	2017
Lamspringe	MSCDN	300	2017
Grohnde	MSCDN	200	2016
Bechterdissen	MSCDN	200	2016
Stadorf	MSCDN	200	2016
Pleinting	MSCDN	200	2015
Schwandorf	MSCDN	200	2015
Ganderkesee	Spule	120	2015
Hardeggen	Spule	120	2018
Audorf	Spule	120	2018
Eltmann	Spule	120	2015
Redwitz	Spule	120	2015
Pleinting	Spule	120	2015
Schwandorf	Spule	120	2015
Hardeggen	Spule	120	2018
Raum	rotierender	250	2015
Grafenheinfeld	Phasenschieber		

Quelle: ÜNB 2014d, S. 234f

¹¹⁴ MSCDN – Mechanical Switched Capacitor with Damping Network (mechanisch geschaltete Kondensatoren mit Dämpfungskreis)

Ergänzende Informationen zur zukünftigen/alternativen Erbringung

Die Beschaffung der Blindleistung sollte zunehmend kraftwerksunabhängig erfolgen. Diese Forderung stellt zudem Götz P. et al.; so sollten Netzbetreiber verpflichtet werden, notwendige Blindleistung vorrangig must-run-frei zu beschaffen und hierzu die Potenziale der erneuerbaren Energien sowie aus Netzbetriebsmitteln (z.B. Blindleistungskompensatoren oder Phasenschiebergeneratoren) zu heben. (Vgl. Götz P. et al. 2014, S. 3)

Sofern die Bereitstellung aus der nachgelagerten Netzebene vorgesehen ist, muss der Netzverknüpfungspunkt der Anlage (z.B. einer dezentralen Erzeugungsanlage) möglichst transformatornah gelegen sein, um Spannungsbandverletzungen oder Überschreitungen thermischer Grenzen zu vermeiden. (dena 2014, S. 136) Mittelfristig könnten auch Anlagen auf der MS- und NS-Ebene zur Blindleistungsbereitstellung beitragen. Zur Hebung dieser Potenziale müssten die Anlagen jedoch zunächst mit einer Steuerungsmöglichkeit ausgestattet und in das Regelungskonzept bzw. die Netzleittechnik des zuständigen VNB eingebunden werden. (dena 2014, S. 146, 147)

Der Netzentwicklungsplan 2012 verweist darauf, dass der überwiegende Anteil des erwarteten Blindleistungsmehrbedarfs für die quasistationäre Spannungshaltung benötigt wird, hierfür eignen sich mechanisch geschaltete Kondensatorbänke. Nicht geeignet sind diese jedoch für die dynamische Blindleistungsregelung im Übertragungsnetz, welche derzeit im Wesentlichen durch konventionelle Kraftwerke erbracht wird. Hieraus resultiert, dass wegfallende Generatoren nicht ausschließlich durch Kondensatorbänke ersetzt werden können, sondern an ausgewählten Standorten auch fein regelbare Blindleistungsquellen eingesetzt werden müssen. Als regelbare Blindleistungsquellen kommen statische, leistungselektronisch angesteuerte Blindleistungskompensatoren (SVC, STATCOM etc. siehe oben) oder Phasenschieber in Betracht. (ÜNB 2012, S. 144).

FACTS Elemente (Flexible AC Transmission Systems) sind reine netzdienliche leistungselektronische Komponenten. Sie substituieren konventionelle Betriebsmittel und bieten zusätzliche Funktionsmöglichkeiten. Im Gegensatz zu konventionellen, zuschaltbaren Blindleistungserzeugern sind z.B. STATCOM und SVC nahezu stufenlos regelbar. STATCOM und SVC unterscheiden sich wiederum hinsichtlich der eingesetzten Halbleitertypen und der technischen Eigenschaften. So ist die Blindleistungserzeugung beim SVC abhängig von der anliegenden Netzspannung, der SVC schaltet passive Elemente wie Spule und Kondensator mittels Thyristoren auf das Netz. Der STATCOM speist unabhängig von der Netzspannung die einstellbare Blindleistung ein, er ähnelt einem Vollumrichter-Konzept. (BFE 2013, S. 35-36) FACTS-Elemente werden bereits seit vielen Jahren angeboten und weltweit eingesetzt. Da in den westeuropäischen Stromnetzen in der Regel bislang keine Situationen vorlagen, die z.B.

eine stufenlose Blindleistungsregelung erfordern, werden FACTS nur vereinzelt eingesetzt und stattdessen kostengünstigere konventionelle Lösungen bevorzugt. (BFE 2013, S. 37) Aufgrund der Änderungen im Erzeugungssystem und resultierenden Netzbelastungen sowie aufgrund einer weiteren Kostendegression im Bereich der Leitungshalbleiter wird diese Technologie jedoch perspektivisch aus wirtschaftlicher und technischer Sicht an Bedeutung gewinnen. (BFE 2013, S. 37)

Im Vergleich zeichnen sich statische Blindleistungskompensatoren (SVC, STATCOM etc.) gegenüber rotierenden Phasenschiebern dadurch aus, dass nahezu kein Verschleiß eintritt und sie schneller und dynamischer auf Schwankungen reagieren können. Der größte Mehrwert eines Phasenschiebers gegenüber eines STATCOM liegt in der Bereitstellung von Kurzschlussleistung und rotierender Masse für das Übertragungsnetz.¹¹⁵

Kurzschlussleistung

Ergänzende Informationen zum Status Quo

Käme es während eines Kurzschluss im Netz und dem resultierenden Spannungseinbruch (räumlich ausgedehnter Spannungstrichter) zu einer großen Anzahl an Abschaltungen von Erzeugungseinheiten, könnte dies zu erheblichen Stabilitätsproblemen führen, weil die Wirkleistungsbilanz gestört wird. Daher soll die Trennung von Erzeugungsanlagen bei Störungen/Kurzschlüssen vermieden werden, bzw. Netzfehler müssen „durchfahren werden“, bis der Fehler von der Schutztechnik des Netzes nach max. 150 ms geklärt wurde.

In einer Simulation wurde zudem nachgewiesen, dass die in den 110 kV Netzen angesiedelten Anlagen zur Nutzung erneuerbaren Energien einen signifikanten Beitrag zur Kurzschlussleistung erbringen können. Die Erhöhung liegt im Mittel bei zusätzlichen 35 % im Minimalfall 2011 sowie zusätzlichen 30 % im Minimalfall 2033. Zu beachten ist die Dargebotsabhängigkeit dieser zusätzlichen Kurzschlussleistung. (dena 2014, S. 179)

Trotz einer reduzierten installierten Leistung in einigen Regionen nimmt in der Modellberechnung die verfügbare Kurzschlussleistung zu. Dies kann jedoch nicht allein auf eine schwache zusätzliche Bereitstellung aus dem Ausland zurückgeführt werden. Es konnte gezeigt werden, dass bei einem lokalen Absinken der Spannung in Folge eines Kurzschlusses (aufgrund fehlender Kurzschlussleistung) weiter entfernte Generatoren

¹¹⁵ Korrespondenz mit Hr. Braeuer, ABB Schaltanlagenysteme, 17.10.2014

einen höheren Kurzschlussleistungsbeitrag liefern und zudem aufgrund des Netzausbaus die elektrische Distanz der verbleibenden Generatoren zum Fehlerort verkürzt wird. (dena 2014, S. 182-183)

Ergänzende Informationen zur zukünftigen/alternativen Erbringung

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen verweist darauf, dass genaue Aussagen bezüglich des zukünftigen Umfangs der Änderungen der Kurzschlussleistungen im Verbundnetz ohne umfangreiche Netzuntersuchungen nicht möglich sind. Hierbei sollte auch grundsätzlich beachtet werden, dass historisch in Zeiten mit noch deutlich geringerer dezentraler Erzeugung in den unteren Netzebenen der Kurzschlussstrom größtenteils über den Transformator von der darüberliegenden Netzebene geliefert wurde. Auch die Auswirkung von Speichertechnologien auf die Kurzschlussleistungserbringung ist u.a. abhängig von der Netztopologie und bedarf detaillierter Berechnungen.

A.2.2 Bereitstellung von SDL aus dem Bahnstromnetz (Exkurs)

Das Bahnstromnetz erstreckt sich über weite Teile der Bundesrepublik Deutschland und wird mit einer Spannung von 110 kV (bei einer Frequenz von $16 \frac{2}{3}$ Hz) betrieben. Oberleitungsabschnitte wiederum werden aus Unterwerken mit einer Spannung von 15 kV gespeist. Trotz der großflächigen Ausdehnung stellt das Bahnstromnetz ein den Netzen der öffentlichen Versorgung unterlagertes Verteilnetz dar, das nicht in das europäische Verbundnetz integriert ist und aufgrund abweichender Versorgungsaufgaben auch nicht integriert werden kann. Größtenteils wird die benötigte Energie in Bahnstromkraftwerken erzeugt, über Umformer (rotierende Motor-Generator-Maschinensätze) und Umrichter (Leistungselektronik) kann die Energie jedoch auch aus den vier Regelzonen (bzw. dem öffentlichen Versorgungsnetz) in das Bahnstromnetz eingebracht werden. Konkret erfolgen die Einspeisungen in das Bahnstromnetz aus:

- Wasserkraftwerken (Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher)
- Wärmekraftwerken (Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke)
- Netzkupplungen zum 50-Hz-Verbundnetz mittels Umformern oder Umrichtern
- Dem Verbundnetz mit der SBB (Schweizerische Bundesbahnen) und der ÖBB (Österreichische Bundesbahnen) zum gegenseitigen Energieaustausch.

Die in das Bahnstromnetz einspeisenden Erzeugungsanlagen, welche rund 70 % des Bahnstrombedarfes abdecken, befinden sich überwiegend nicht im Eigentum der DB Energie; wenngleich die bestehenden Verträge der DB Energie eine Einflussnahme auf die Produktionsplanung und -steuerung erlauben. Historisch bedingt existieren

auch Gebiete mit einer direkten Oberleitungseinspeisung (auf dem Gebiet der ehemaligen Deutschen Reichsbahn). In diesen ‚dezentralen Netzen‘ fallen Umformer und Unterwerk zusammen und werden aus dem öffentlichen Versorgungsnetz gespeist.

Im Bahnstromnetz treten häufig Lastschwankungen von erheblicher Größenordnung auf (bis zu 400 MW innerhalb weniger Minuten und dies bei einer Höchstlast von lediglich 2,2 GW).¹¹⁶ Ein zweistufiger Leistungs-Frequenz-Regler in der Hauptschaltleitung behebt Ungleichgewichte von Last und Einspeisung. Im Sekundenbereich erfolgt zunächst eine „schnelle Regelung“ über Umformer/Umrichter, anschließend greift im Minutenbereich die „langsame Regelung“, welche regelfähige Bahnkraftwerke bereitstellen und somit wieder zur Entlastung der Umformer/Umrichter beitragen. Diese schnelle Regelung kombiniert Eigenschaften der Primärregelung (Aktivierungsgeschwindigkeit im Sekundenbereich) und der Sekundärregelung (zentrale, automatische Ansteuerung). Die langsame Regelung hat ähnliche Eigenschaften wie die Sekundärregelung (Aktivierungsgeschwindigkeit im Minutenbereich und zentrale, automatische Ansteuerung). Aufgrund behördlicher und vertraglicher Auflagen (Vorgaben über staatlich finanzierte Infrastruktur, überwacht durch den Bundesrechnungshof) sind Ausspeisungen in die Drehstromnetze über Umformer/Umrichter nicht zulässig. Dieser Umstand beschränkt insbesondere die schnelle Bereitstellung negativer Regelleistung auf die Absenkung des Bezuges über Umformer und Umrichter und erfordert dementsprechend die Einhaltung von Mindestenergieflüssen über diese.

Neben der Frequenzhaltung überwacht die DB Energie auch die Einhaltung der Belastungsgrenzen von Netzbetriebsmitteln und die Grenzen der Spannungen im Netz. Die Spannungshaltung wird ebenfalls über die schnelle Netzregelung erbracht, indem zu einen die aus dem öffentlichen Versorgungsnetz bezogene Leistung optimal auf die Standorte der Umformer und Umrichter verteilt wird und zum anderen dezentrale Steuerungen in Kraftwerken, Umformern und Umrichtern vorgenommen werden. (DB Netze 2012, DB Energie 2012)

Trotz der strukturellen und regulatorischen Unterschiede zwischen dem Bahnstrom- und Drehstromnetz existieren auch Gemeinsamkeiten, die Kooperationen ermöglichen könnten. So wurden etwa in einem Forschungsvorhaben in der Schweiz die jeweiligen Bedarfe an Sekundärregelreserve überschlägig berechnet und anschließend die Gegenläufigkeit abgeleitet. Für das Jahr 2011 ergab sich eine Sekundärregelreserve in Höhe von +/- 145 MW für das Schweizer Bahnstromnetz sowie ein Bedarf von +/-

¹¹⁶ Ursachen sind die hohen Einzellasten (Züge) sowie der Taktfahrplan. (Burger et al. 2012, S. 12-15) Verstärkend auf die Lastschwankungen wirkt zudem die Rückgewinnung elektrischer Energie bei Bremsvorgängen. (DB Energie 2012)

400 MW für das Schweizer Drehstromnetz. Aufgrund der unabhängigen Netzregelungen in beiden Netzen, kommt es systemimmanent auch zu entgegengesetzten Regelleistungsaktivierungen. Auf Basis der historischen Messwerte aus dem Jahr 2011 konnte eine Gegenläufigkeit von 46 % ausgemacht werden. Durch eine Addition der Leistungsungleichgewichte müssten nur noch die verbleibenden Bedarfe gedeckt werden.¹¹⁷ Im Ergebnis dieser Beispielberechnung ist ein etwa 3 % (+/- 11 MW) geringerer Bedarf an Sekundärreserve im Drehstromnetz sowie ein um etwa 5 % (+/- 7 MW) geringerer Bedarf im Schweizer Bahnstromnetz möglich. Sollten beide Systeme zusammengelegt und gemeinsam dimensioniert werden, stünden sogar Einsparungen von +/- 45 MW in Aussicht. (Burger et al. 2012, S. 12-15)

Die Verknüpfung des Bahnstromnetzes mit dem öffentlichen Versorgungsnetz über die Sekundärreserve wurde herausgestellt, da dies nach Ansicht der Studienautoren (aus Burger et al. 2012) eine ‚interessante Option‘ darstellt. Im Vorfeld wurden jedoch verschiedene Systemdienstleistungen untersucht. So erscheint die Spannungshaltung mit heutigen Umrichtern nur eingeschränkt sinnvoll, die Erbringung anderer Systemdienstleistungen (Tertiärregelreserve) ist offensichtlich.¹¹⁸

Als Fazit für die Fragestellung dieses Vorhabens kann geschlossen werden, dass eine zeitnahe und signifikante Verknüpfung des Bahnstrom- und Versorgungsnetzes zur Erbringung von Systemdienstleistungen in Deutschland nicht beabsichtigt und auch aus technischen und regulatorischen Vorgaben nur eingeschränkt möglich ist.

A.2.3 Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

Stand: 25.02.2015

Die nachstehende Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (kurz: KWSAL) enthält die bei der Bundesnetzagentur zum oben genannten Datumsstand eingegangenen Stilllegungsanzeigen.*

¹¹⁷ Es ist jedoch zu beachten, dass gleichzeitig zusätzliche Lastflüsse an den Frequenzumformern auftreten würden.

¹¹⁸ Vgl. (Kontakt: Scherer M., Swissgrid, eMail vom 25.07.2014)

Kraftwerksnummer BNetzA	Kraftwerksbetreiber	Kraftwerksblock	Netto-Nennleistung in MW lautKW-Liste	Stille- gungsan- zeigentyp	Systemrelevanz von zur endgültigen Stilllegung ange- zeigten KW-Blöcken gemäß ÜNB
BNA0574	Statkraft Markets GmbH	Gaskraftwerk Robert Frank, Landesbergen	500	Geplant vorläufig	Nein
BNA1044	RWE Generation SE	Gersteinwerk F2 (Dampfteil)	355	Geplant vorläufig	Nein
BNA1045	RWE Generation SE	Gersteinwerk G2 (Dampfteil)	355	Geplant vorläufig	Nein
BNA1043	RWE Generation SE	Gersteinwerk Block I2 (Dampfteil)	355	Geplant vorläufig	Nein
BNA0604	RWE Generation SE	Emsland B2 (Dampfteil)	355	Geplant vorläufig (saisonal)	Nein
BNA0605	RWE Generation SE	Emsland C2 (Dampfteil)	355	Geplant vorläufig (saisonal)	Nein
BNA0606	RWE Generation SE	Emsland Block D (GuDAnlage)	876	Geplant vorläufig (saisonal)	Nein
BNA0680	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH	Mummsdorf	60	Geplant endgültig und mittler- weile end- gültig still- gelegt	Nein
BNA0268	Mark-E Aktiengesellschaft	Pumpspeicherkraftwerk Rönkhausen	138	Geplant vorläufig	Nein

Kraftwerksnummer BNetzA	Kraftwerksbetreiber	Kraftwerksblock	Netto-Nennleistung in MW lautKW-Liste	Stille- gungsan- zeigentyp	Systemrelevanz von zur endgültigen Stilllegung ange- zeigten KW-Blöcken gemäß ÜNB
BNA1035	Mark-E Aktien- gesellschaft	Kraftwerk WerdohlElver- lingsen E3	186	Geplant endgültig und mittler- weile end- gültig still- gelegt	Nein
BNA1036	Mark-E Aktien- gesellschaft	Kraftwerk WerdohlElver- lingsen E1/2	206	Geplant vorläufig	Nein
BNA0993	E.ON Kraft- werke GmbH	Irsching 3	415	Geplant endgültig	Ja
BNA0374	E.ON Kraft- werke GmbH	Staudinger 4	622	Geplant endgültig	Ja
BNA0140	swb Erzeugung GmbH & Co. KG (Bremen)	Hastedt Block 14	155,0	Geplant vorläufig	Nein
BNA0145	swb Erzeugung GmbH & Co. KG (Bremen)	Kraftwerk Hafen Block 5	127,0	Geplant vorläufig	Nein
BNA0215	STEAG GmbH	Walsum 7	129	geplante endgültige Stilllegung und mittler- weile end- gültig still- gelegt	Nein
BNA0447	STEAG GmbH	Herne Block 2	133	geplante endgültige Stilllegung und mittler- weile end- gültig still- gelegt	Nein

Kraftwerksnummer BNetzA	Kraftwerksbetreiber	Kraftwerksblock	Netto-Nennleistung in MW lautKW-Liste	Stille- gungsan- zeigentyp	Systemrelevanz von zur endgültigen Stilllegung ange- zeigten KW-Blöcken gemäß ÜNB
BNA0649	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	Marbach Block 3 DT III	262	Geplant endgültig	Ja
BNA0648	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	Marbach Block 3 GT III	85	Geplant endgültig	Ja
BNA0647	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	Marbach Block 3 GT II	77,4	Geplant endgültig	Ja
BNA1005	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	WAL 1	96	Geplant endgültig	Ja
BNA1006	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	WAL 2	148	Geplant endgültig	Ja
BNA0099	Gemein- schafts- kraft- werk Veltheim GmbH	Gasturbine Bielefeld Um- meln	55	Geplant endgültig	Nein
BNA0627	Kraftwerke Mainz-Wiesba- den AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255	Geplant vorläufig	Nein
BNA0642	Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 3	202,5	Geplant endgültig	Nein
BNA0643	Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 4	202,5	Geplant endgültig	Nein
BNA0813	Gemein- schafts-kraft- werk Veltheim GmbH	Veltheim 3	303	Geplant endgültig	Nein

Kraftwerksnummer BNetzA	Kraftwerksbetreiber	Kraftwerksblock	Netto-Nennleistung in MW lautKW-Liste	Stille- gungsan- zeigentyp	Systemrelevanz von zur endgültigen Stilllegung ange- zeigten KW-Blöcken gemäß ÜNB
BNA0810	Gemeinschafts-kraftwerk Veltheim GmbH	Veltheim 4 GT	65	Geplant endgültig	Nein
BNA0811	Gemeinschafts-kraftwerk Veltheim GmbH	Veltheim 4 DT	335	Geplant endgültig	Nein
BNA0378	E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	386	Geplant endgültig	Ja
BNA379	E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386	Geplant endgültig	Ja
BNA0333	E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven D	345	Geplant endgültig	Nein
BNA0334	E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven E	345	Geplant endgültig	Nein
BNA0335	E.ON Kraftwerke GmbH	Scholven F	676	Geplant endgültig	Nein
BNA0203	E.ON Kraftwerke GmbH	Knepper C	345	Geplant endgültig	Nein
BNA1248	UPM GmbH	Schongau Dampfkraftwerk	45	Geplant vorläufig	Nein
BNA0419	enercity (Stadtwerke Hannover AG)	Herrenhausen B	102	Geplant endgültig	Nein
BNA0861b	Energie SaarlorLux AG	Kohleanlage des HKW Römerbrücke	50	Geplant vorläufig (saisonal)	Nein
BNA0355	E.ON Kernkraft GmbH	Grafenrheinfeld	1275	Geplant endgültig	Nein

Kraftwerksnummer BNetzA	Kraftwerksbetreiber	Kraftwerksblock	Netto-Nennleistung in MW lautKW-Liste	Stille- gungsan- zeigentyp	Systemrelevanz von zur endgültigen Stilllegung ange- zeigten KW-Blöcken gemäß ÜNB
BNA0432	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	Heizkraftwerk Heilbronn 5	110,0	Geplant endgültig	Ja
BNA0433	EnBW Energie BadenWürt- temberg AG	Heizkraftwerk Heilbronn 6	110,0	Geplant endgültig	Ja
BNA0681	SWM Services GmbH	HKW Freimann GT1	80	Geplant endgültig	Nein
BNA0682	SWM Services GmbH	HKW Freimann GT2	80	Geplant endgültig	Nein
BNA0413a	RWE Genera- tion SE	Westfalen C	284,0	Geplant endgültig	Nein
BNA1046a	RWE Genera- tion SE	Gersteinwerk Block K2	607,5	Geplant vorläufig (saisonal)	Nein
BNA1103	UPM GmbH	UPM Augsburg	29,0	Geplant vorläufig	Nein
BNA0489	RWE Power AG	Goldenberg E	66,0	Geplant endgültig	Nein
BNA0490	RWE Power AG	Goldenberg F	85,0	Geplant endgültig	Nein
BNA0289a	Mainova AG	HKW West M4	19,7	Geplant endgültig	Nein

* Eine geringe Anzahl weiterer „Anzeigen“ wurde nicht in der nachstehenden KWSAL ausgewiesen, da diese nicht den gesetzlichen Tatbestand von Stilllegungsanzeigen erfüllen, so insbesondere bei Anzeigen von Kraftwerken, die innerhalb von einer Woche wieder betriebsbereit gemacht werden können.

Quelle: BNetzA 2014c

A.2.4 Alternative Erbringer von SDL

Tabelle 26 Alternative Erbringung von Systemdienstleistungen

	Frequenzhaltung Momentanreserve	Frequenzhaltung Regelleistungsbereitstellung	Spannungshaltung Blindleistungsbereitstellung
Anforderungen 2030	<ul style="list-style-type: none"> Signifikant geringerer Beitrag konventioneller Kraftwerke Ohne Einsatz alternativer Erbringer ist eine Stützung durch das europäische Verbundnetz notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve nimmt zu Konventionelle Kraftwerke können zeitweise diesen Bedarf nicht decken 	<ul style="list-style-type: none"> Blindleistungsbedarf steigt im Übertragungs- und Verteilnetz Gestiegener Bedarf einer Blindleistungsregelung im Verteilnetz
Alternative Erbringer	<ul style="list-style-type: none"> Windkraftanlagen größere Freiflächen Solarkraftwerke Batteriespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> Für alle Regelleistungstypen existieren alternative Erbringer, die den zukünftigen Bedarf decken können 	<ul style="list-style-type: none"> Kompensationsanlagen Umrichterstationen HGÜ Phasenschieber Kraftwerke im Phasenschieberbetrieb Bereitstellung aus DEA im Verteilnetz
Handlungsempfehlung	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung der Trägheit von WEA Langfristig: Überprüfung der Nutzung der Potenziale aus Drosselung dezentraler Energieanlagen und Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> Anpassung von Produkteigenschaften und Präqualifikationsanforderungen Umsetzung adaptiver Bedarfsermittlung für Regelleistung prüfen 	<ul style="list-style-type: none"> Koordinierte BL-Bereitstellung aus DEA im VN erschließen Blindleistung aus dem HS für das HÖS als Alternative im Einzelfall zu prüfen
	Spannungshaltung Kurzschlussleistungsbe- reitstellung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Anforderungen 2030	<ul style="list-style-type: none"> Bandbreite der zukünftig verfügbaren Kurzschlussleistung ändert sich kaum Starke zeitabhängige Schwankung in allen Netzebenen wegen DEA 	<ul style="list-style-type: none"> Gentügend schwarzstartfähige Kraftwerke zur Beibehaltung des zentralen Versorgungswiederaufbaukonzepts sind vorhanden 	<ul style="list-style-type: none"> Zunehmende Komplexität Gestiegene Notwendigkeit für Engpass- und Einspeisemanagement Gestiegener Abstimmungsbedarf zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber
Alternative Erbringer	<ul style="list-style-type: none"> Umrüstung der Umrichter EE-Anlagen um Bereitstellung von Kurzschlussleistung auch ohne Wirkleistungseinspeisung zu ermöglichen 	<ul style="list-style-type: none"> Ein dezentraler Versorgungswiederaufbau ist technisch möglich aber volkswirtschaftlich nicht effizient 	<ul style="list-style-type: none"> Für Erschließung SDL-Potenziale ist konventionelle Leittechnik zunächst ausreichend Für Erschließung kleinerer Potenziale in der Breite standardisierte IKT notwendig. Kosten/Nutzen zu prüfen
Handlungsempfehlung	<ul style="list-style-type: none"> Möglichkeit des VNB KS-Leistung ohne Wirkleistung von DEA zu fordern Auswirkung auf Schutzkonzepte muss im Einzelfall untersucht werden 	<ul style="list-style-type: none"> Wetterlage und andere erzeugungsrelevante Prognosen müssen in das zukünftige Konzept einbezogen werden Gezielte Steuerung von EE-Anlagen während des Versorgungswiederaufbaus muss möglich sein 	<ul style="list-style-type: none"> Ermöglichen der Abwägung zwischen Netzausbau und optimierter Betriebsführung insb. für VNB Zügige Umsetzung des Energieinformationsnetzes

Quelle: dena 2014b, S. 22

A.3 Juristische und finanzielle Optionen der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken

JURISTISCHE UND FINANZIELLE OPTIONEN DER VORZEITIGEN ABSCHALTUNG VON KOHLEKRAFTWERKEN

Rechtsgutachten

Zugleich Arbeitspaket 6 des Projekts:

„Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und
Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks:
Möglichkeiten und Auswirkungen“

Im Unterauftrag des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES)



Auftraggeber:



Berlin, im März 2015

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Vorklärungen für die rechtliche Prüfung	7
2.1	Motivation	7
2.2	Die geltende Rechtslage zur Zulassung neuer und zu Anforderungen an bestehende Kraftwerke	10
2.2.1	Zulassung neuer Kohlekraftwerke	10
2.2.2	Anforderungen an bestehende Kohlekraftwerke	12
2.3	Das Instrumentenspektrum	12
2.3.1	In Betracht kommende Optionen und Ausgestaltungsmerkmale	12
2.3.2	Rechtliche Systematisierung	14
3	Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz	17
3.1	Grundrechte: Überblick und Prüfungsmaßstäbe	17
3.2	Eigentumsgrundrecht (Art. 14 GG)	19
3.2.1	Eingriff in den Schutzbereich	20
3.2.1.1	Geschützte Rechtspositionen	20
3.2.1.2	Schutz der Eigentumsnutzung – Abgrenzung zu Art. 12 GG	22
3.2.1.3	Folgerungen für die einzelnen Instrumentenoptionen	23
3.2.2	Enteignung oder Inhalts- und Schrankenbestimmung?	24
3.2.3	Rechtfertigung und Verhältnismäßigkeit	26
3.2.3.1	Legitimationsgrundlage	26
3.2.3.2	Geeignetheit – Erforderlichkeit – Angemessenheit: Allgemeines	27
3.2.3.3	Insbesondere: Vertrauensschutz	29
3.2.3.4	Insbesondere: Rücksichtnahme auf wirtschaftliche Interessen	34
3.2.3.5	Insbesondere: Übergangs- und Ausgleichsregelungen, Entschädigung	37
3.2.4	Sonderfrage: Verbotenes Einzelfallgesetz?	38
3.2.5	Konsequenzen	39
3.3	Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)	40
3.3.1	Eingriff in den Schutzbereich	40
3.3.2	Rechtfertigung und Verhältnismäßigkeit	42
3.3.3	Sonderfall: Inanspruchnahme Dritter für öffentliche Zwecke	43
3.4	Allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG)	44
3.5	Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG)	45
3.5.1	Prüfungsmaßstäbe	45
3.5.2	Gebot der Folgerichtigkeit	46
3.5.3	Generalisierungen, Pauschalierungen, Typisierungen	46

3.6 Finanziell wirkende Instrumente – Vereinbarkeit mit dem Finanzverfassungsrecht	47
3.6.1 Finanziell wirkende Instrumentenoptionen und Varianten	47
3.6.2 Die zulässigen Abgabenarten im Finanzverfassungsrecht	48
3.6.2.1 Allgemeines	48
3.6.2.2 Steuern	49
3.6.2.3 Gegenleistungsbezogene Abgaben	53
3.6.2.4 Sonderabgaben	53
3.6.2.5 Geldleistungspflichten unter Privaten	55
3.6.3 Zulässigkeit von Instrumentenoptionen steuerlicher Art	56
3.6.3.1 Besteuerung des Verbrauchs von Primärenergie / Energiesteuer	56
3.6.3.2 Besteuerung des Verbrauchs von Endenergie / Stromsteuer	59
3.6.3.3 Besteuerung der Einspeisung von Kohlestrom	59
3.6.3.4 Besteuerung von CO ₂ -Emissionen	60
3.6.3.5 Besteuerung des Verbrauchs von CO ₂ -Zertifikaten	61
3.6.4 Zulässigkeit von nichtsteuerlichen Instrumentenoptionen	62
3.6.4.1 Sonderabgabe: „Anpassungsumlage“	63
3.6.4.2 Geldleistung unter Privaten: „Energiewendeumlage“	65
3.7 Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen	67
3.7.1 Sachgesetzgebungskompetenz	67
3.7.2 Steuergesetzgebungskompetenz	69
3.8 Fazit zum Verfassungsrecht	70
4 Vereinbarkeit mit dem EU-Recht	71
4.1 Emissionshandels-RL und Industrieemissions-RL	71
4.1.1 Die Bestimmungen der Richtlinien: Textanalyse	71
4.1.2 Befugnis zu CO ₂ -Grenzwerten aus der Schutzverstärkungsklausel?	77
4.1.3 Unvereinbarkeit weitergehender Instrumente mit dem Emissionshandel?	80
4.1.4 Unzulässigkeit nationaler Regelungen zum Kohleausstieg?	82
4.1.5 Unzulässigkeit finanziell wirkender Instrumente?	84
4.2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL	85
4.3 Energiesteuer-RL	87
4.4 EU-Primärrecht (AEUV, GRC)	91
4.4.1 Kompetenzbestimmungen	91
4.4.2 Warenverkehrsfreiheit	91
4.4.3 Verbot staatlicher Beihilfen	92
4.4.4 Grundrechtecharta	93
4.5 Fazit zum EU-Recht	93

5	Zusammenfassende Bewertung der einzelnen Optionen	95
5.1	Ausschlussregelungen für neue Kohlekraftwerke	95
5.2	Nachträgliche Anforderungen an bestehende Kraftwerke	96
5.3	Planartige Steuerung: Zeit-/ Mengenbegrenzungen	97
5.4	Gruppenbezogene Kontingentregelungen	99
5.5	Zuweisung zur „strategischen Reserve“	100
5.6	Geldleistungspflichten	100
5.6.1	Steuern: Energiesteuer, CO ₂ -Steuer, Zertifikatesteuer	101
5.6.2	Sonderabgabe: „Anpassungsumlage“	102
5.6.3	Geldleistung unter Privaten: „Energiewendenumlage“	103
6	Gesamtfazit	104
	Literatur	106

1 Einleitung

Aufgabe dieser Untersuchung ist es, den verfassungs- und europarechtlichen Rahmen für nationale Rechtsinstrumente zum Ausstieg aus der Kohleverstromung umfassend aufzuarbeiten. Konkret soll geklärt werden, ob und (ggf.) mit welchen Arten von Rechtsinstrumenten und unter welchen (jeweiligen) Voraussetzungen es in Ansehung des übergeordneten Verfassungs- und EU-Rechts möglich ist, einen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die allgemeine Stromversorgung zu bewirken oder zu befördern.

In der rechtlichen Literatur wurde die Thematik bereits gelegentlich angesprochen, aber noch keiner systematischen und umfassenden Betrachtung zugeführt. Im Vordergrund stand bisher meist die spezielle Frage, ob es Deutschland gestattet ist, ergänzend zum Emissionshandel Grenzwerte für CO₂-Emissionen aus Kraftwerken einzuführen.¹ In einer noch unveröffentlichten Studie wird außerdem die abgabenrechtliche Seite etwas stärker beleuchtet.² Der Verfasser dieser Ausarbeitung hat zum Thema im Jahr 2012 eine erste Einstiegsbetrachtung angestellt, in der einige der zu untersuchenden Fragen angesprochen werden.³

Hinter den Überlegungen zur Schaffung spezieller neuer Rechtsinstrumente steht das Ziel sicherzustellen, dass die mit der Energiewende angestrebte Transformation des Energieversorgungssystems – hier bezogen auf den Stromsektor – zu einem weitgehend klimaneutralen und daher ganz überwiegend auf erneuerbaren Energien (EE) beruhenden System gelingen kann. Hierzu werden zusätzliche rechtliche Instrumente für erforderlich erachtet, da die vom bisherigen Recht (insbesondere dem EnWG und dem EEG, aber auch dem Emissionshandel und der Energiesteuer) ausgehenden Wirkungen nicht ausreichen, um klare Anreizsignale für eine Gesamttransformation in diesem Sinne zu setzen. Im Gegenteil weisen die derzeit zu beobachtenden Entwicklungen darauf hin, dass ausgeprägte Fehlanreize zugunsten der Stromerzeugung aus besonders klimaschädlichen und zugleich besonders inflexiblen älteren Braunkohlekraftwerken bestehen, die der Transformation entgegenwirken.⁴ Diese Entwicklungen sind darauf zurückzuführen, dass das Energierecht bisher darauf verzichtet, auf den Markt der fossilen Stromeinspeisung (über den indirekten Einfluss des Emissionshandels hinaus) aktiv gestaltend einzuwirken.

¹ Vgl. Schäuble/Volkert u.a. (IASS), CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke (Gutachten, 2014); Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken (Rechtsgutachten, 2014); hierauf gestützt Ziehm, ZUR 2014, 129 f.; Ziehm, ZNER 2014, 34; zuvor Ziehm/Wegener, Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte (Rechtgutachten, 2013); Verheyen, Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohletagebaue (Rechtsgutachten, 2013). Einzelne rechtliche Einschätzungen enthält auch die Studie von Oei/Kemfert u.a., Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 128 ff.

² Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland (Gutachten 2014, unveröff. Manuskriptfassung).

³ Klinski, ER (EnergieRecht) 2012, 47 ff.; hierzu kritisch Frenz, DVBl. 2013, 688/689 (der sich jedoch ausschließlich damit befasst, ob es eine verfassungsrechtliche Verpflichtung zum Kohleausstieg gibt, während es darum geht, ob dieser rechtlich möglich ist – und dem Verf. fehlerhaft unterstellt, er habe eine Verpflichtung behauptet).

⁴ Eingehend Oei/Kemfert, Braunkohleausstieg (DIW 2014), S. 5 ff; zusammenfassend Oei/Kemfert u.a., DIW Wochenbericht Nr. 26/2014, 603 ff.

Zum Aufbau:

- Um die verfassungs- und europarechtlichen Rahmenbedingungen für die verschiedenen denkbaren Instrumente zielgerichtet auswerten zu können, sollen im ersten Arbeitsschritt einige Vorklärungen getroffen werden, die für die anschließende Prüfung auf die Vereinbarkeit von Ausstiegsinstrumenten wesentlich sind (Kap. 2). Dazu gehören Überlegungen über die zugrunde liegende Motivation, überblicksartige Erläuterungen zur bisherigen Rechtslage zur Genehmigung und nachträglichen Änderung von Kraftwerksbauten sowie ein Versuch der Systematisierung in Betracht kommender Instrumentenoptionen.
- Im Anschluss daran werden die für die Instrumente relevanten Kernfragen der Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz und mit dem EU-Recht im Detail querschnittsartig aufgearbeitet (Kap. 3 und Kap. 4). Diese Herangehensweise bietet sich an, weil die Zulässigkeitskriterien für alle Instrumente bei nur gelegentlichen Abweichungen grundsätzlich identisch sind. Lediglich bei den abgabenrechtlichen Instrumenten gelten gewisse Besonderheiten.
- Aus der querschnittsartig angelegten Untersuchung lassen sich sodann im nachfolgenden Kapitel für die einzelnen Instrumentenoptionen in angemessener Kompaktheit jeweils spezifische Bewertungen ableiten (Kap. 5).

2 Vorklärungen für die rechtliche Prüfung

2.1 Motivation

Grundlage der Überlegungen über spezifische Rechtsinstrumente für einen Kohleausstieg ist das Ziel, die in Deutschland verursachten Treibhausgasemissionen aus Gründen des Klimaschutzes bis zur Jahrhundertmitte auf ein Minimum in der Größenordnung von 5 bis 10 Prozent des Niveaus von 1990 herabzusetzen. Hierfür soll (unter anderem) das bisher weitgehend auf der Nutzung von fossilen Energieträgern beruhende System der Elektrizitätsversorgung fast vollständig auf die Nutzung von EE umgestellt werden.⁵ Systemprägend ist dabei, dass der EE-Strom überwiegend aus fluktuierenden Erzeugungsquellen stammt und stammen wird (Windenergie und Photovoltaik), so dass es erforderlich ist, Bedarfsüber- und -unterdeckungen innerhalb sehr kurzer Zeiträume durch geeignete Maßnahmen des Lastmanagements, durch direkte und indirekte Speicher sowie durch sehr flexibel steuerbare Spitzenlast-Kraftwerke zum Ausgleich zu bringen.

Kohlekraftwerke sind für die Transformation zu einem weitgehend klimaneutralen, EE-basierten Stromversorgungssystem in doppelter Hinsicht störend:

- Zum einen weil sie besonders hohe spezifische CO₂-Emissionen aufweisen – wobei:
 - dies wiederum in besonderem Maße für Braunkohlekraftwerke gilt
 - und ältere Bestandskraftwerke erheblich größere Mengen an CO₂ ausstoßen,
- zum anderen weil sie weniger flexibel einsetzbar sind als Gaskraftwerke – wobei:
 - Braunkohlekraftwerke als typische Grundlastkraftwerke wesentlich schlechter steuerbar sind als auf die Mittellast ausgelegte Steinkohlekraftwerke,
 - Altanlagen weniger flexibel sind als jüngere Kraftwerksbauten sowie namentlich neue Steinkohlekraftwerke,
 - Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) ebenfalls unter Umständen⁶ nur eine eingeschränkte Flexibilität aufweisen.⁷

Damit ergibt sich für das Kohleausstiegskonzept in der Gesamtschau eine ineinander verschränkte Doppelmotivation: Einerseits geht es um die Reduzierung von Treibhausgasen aus den Kohlekraftwerken als solche, andererseits darum, die nicht ausreichend flexiblen und daher für die Umstellung auf das EE-basierte neue Stromversorgungsmodell hinderlichen inflexiblen Kraftwerke aus dem System zu verabschieden. Zu beachten ist im Übergang zum EE-basierten Stromversorgungssystem aber auch, dass (bestimmten) Kohlekraftwerken vor allem zu Beginn

⁵ In diese Richtung mit einem Ziel von 80 % erneuerbaren Energien an der Stromversorgung Bundesregierung, Energiekonzept 2010, S. 4 f.

⁶ Das hängt von der technischen Auslegung im Hinblick auf die Fahrweise und der zur Minderung von NO_x-Emissionen nötigen Mindestlast ab.

⁷ Vgl. Oei/Kemfert u.a., DIW 26/2014, 603/608 f.

des Umstellungsprozesses noch eine wichtige systemdienliche Funktion zur Bereitstellung von Regelleistung zukommt. Hierauf ist ggf. Rücksicht zu nehmen.

Eine Verschärfung erfährt das Problem dadurch, dass die gegenwärtig erkennbaren Tendenzen im Strommarkt (wegen des Merit-Oder-Effekts) sowie beim Emissionshandel (wegen des niedrigen Zertifikatepreises) keine ausreichenden Investitionsanreize für flexible fossile Anlagen setzen, die zugleich relativ wenig CO₂ ausstoßen. Im Vergleich unter den verschiedenen traditionellen Erzeugungsarten sind die Marktbedingungen vielmehr ausgerechnet für die schmutzigsten und am wenigsten flexiblen älteren Braunkohlekraftwerke am Günstigsten – ausgesprochen ungünstig demgegenüber für gasbetriebene Anlagen, so dass diese unter besonders hohem Stilllegungsdruck stehen.

Die inflexiblen fossilen Kraftwerke werden inzwischen häufig wegen des hohen Bereitstellungsanteils von EE-Strom zur Deckung der inländischen Verbrauchsnachfrage nicht benötigt, aber trotzdem nicht vom Netz genommen. Teils liegt das darin begründet, dass sie in diesen Zeiträumen zur Sicherung der Netzstabilität als sog. Must-Run-Anlagen⁸ benötigt werden. Da diese Kraftwerke technisch bedingt eine Mindestleistung aufrechterhalten müssen, kann es zu Zeiten geringer Nachfrage und hoher EE-Einspeisung zu netztechnischen Problemen kommen. Soweit EEG-Strom infolgedessen nicht abgesetzt werden kann, muss die Einspeisung des EEG-Stroms reduziert werden. Großenteils liegt es aber auch daran, dass ein Herunter- und wieder Anfahren fossiler Kraftwerke unwirtschaftlicher wäre als ein durchgehender Betrieb mit niedrigen Einnahmen und/oder daran, dass sie ihren Strom ins Ausland exportieren können.⁹ Auf Grund des im System der Marktprämie angelegten Anreizes zum Einspeiseverzicht in Niedrigpreiszeiten stellen sich die EE-Anlagenbetreiber teils von vornherein auf derartige Effekte ein und nehmen ihre Anlagen schon vorsorglich vom Netz.

Im Emissionshandel haben sich die Zertifikatepreise seit den jüngsten Beschlüssen der EU zum sog. Backloading von Emissionszertifikaten¹⁰ zwar leicht nach oben bewegt; sie befinden

⁸ Der häufig verwendete Begriff der „Must-Run-Kraftwerke“ ist etwas unscharf. Fachlich wird er meist als Begriff für netztechnisch benötigte Kapazitäten verwendet, in der politischen Öffentlichkeit oft aber auch für einen wirtschaftlich oder anlagentechnisch begründeten durchgehenden Kraftwerksbetrieb von Großkraftwerken. Vgl. zum Ganzen z.B. die Definitionen in den Glossaren der Dena (<http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/m/must-run-kapazitaet.html>; Abruf 16.03.2015) und der Agentur für Erneuerbare Energien (<http://www.unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=M>; Abruf 16.03.2015).

⁹ Bei KWK-Anlagen kommt hinzu, dass sie zur Aufrechterhaltung der Wärmeleistung nicht jederzeit abgeschaltet werden können.

¹⁰ Beschl. Nr. 1359/2013/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2013 zur Änderung der RL 2003/87/EG zur Klarstellung der Bestimmungen über den zeitlichen Ablauf von Versteigerungen von Treibhausgasemissionszertifikaten, ABI. EU Nr. L 343, 1.

sich aber noch immer auf einem sehr niedrigen Niveau¹¹. Sofern sich an der bestehenden emissionshandelsrechtlichen Lage nichts ändert¹², ist insoweit auf absehbare Zeit keine wesentliche Entspannung zu erwarten, da das Volumen des Backloading den realen Überschuss an Zertifikaten nicht annähernd abdeckt und zudem eine Rückführung der Zertifikate in den Markt im Zeitraum 2019/20 vorgesehen ist.¹³ Hinzu kommt, dass der Zuwachs der Einspeisung von EE-Strom im Emissionshandel nach der gegenwärtigen Konstruktion des EU-Emissionshandels nicht dazu führt, dass die Gesamtmenge an CO₂-Emissionsberechtigungen proportional zu den geringeren Versorgungsanteilen des mit fossilen Energieträgern erzeugten Stroms verkleinert würde. Die Konsequenz ist, dass ein über den im Emissionshandel politisch bereits berücksichtigten Mengen liegender Anstieg der EE-Stromeinspeisung – wie er in Deutschland in den letzten Jahren zu beobachten war und weiterhin grundsätzlich angestrebt wird – wiederum tendenziell zu einem Zertifikateüberschuss mit der Folge eines sinkenden Zertifikatepreises führen muss.

Auf Grund dieser für den Prozess hin zu einem weitgehend klimaneutralen Stromversorgungssystem ungünstigen wirtschaftlichen und rechtlichen Ausgangsbedingungen ist es erforderlich, durch zusätzliche Instrumente gestaltend tätig zu werden, um sicherzustellen, dass die angestrebte Transformation des Stromversorgungssystems auch gelingen kann. Die bisherigen Rechtsinstrumente (insbesondere das EnWG, das EEG, der Emissionshandel und die Energiesteuer) reichen dazu nicht aus, denn sie nehmen auf die weitere Entwicklung der fossilen Stromerzeugung keinen zielgerichtet gestaltenden Einfluss, sondern überlassen es dem (von der Merit Order geprägten) Strommarkt, mit seinen Preissignalen den Markt der fossilen Stromerzeugung zu bereinigen. Die von der Merit Order ausgehenden wirtschaftlichen Signale weisen dabei – unter den Bedingungen einerseits weitreichender Stromexportmöglichkeiten und andererseits des EU-Emissionshandels, wie er in der Richtlinie 2009/29/EG¹⁴ bis 2020 festgeschrieben ist – ausgeprägt in eine falsche Richtung, nämlich eine vorläufige Aufrechterhaltung günstiger Vermarktungsbedingungen für billig erzeugten, schmutzigen Kohlestrom. Die Energiewirtschaftspolitik und mit ihr das Energiewirtschaftsrecht verzichten bisher darauf, den fossilen Strommarkt im übergeordneten Gemeinwohlinteresse aktiv zu beeinflussen. Das ist jedoch nötig, wenn die mit der Energiewende intendierte Transformation zu einem weitgehend klimaneutralen Stromversorgungssystem funktionieren soll.

¹¹ Nachdem sie sehr lange auf einem Niveau unter 5 €/t CO₂ verharrten, liegen sie Anfang 2015 in der Größenordnung von 7 €/t (vgl. DEHSt, Monatsbericht Januar 2015). Politisch kalkuliert waren sie eigentlich auf ein Niveau von etwa 30 €/t (vgl. EU-Kommission, Begleitpapier zum Paket der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020, SEC(2008) 85, insb. S. 27).

¹² Ein Impuls in Richtung höherer Zertifikatepreise könnte von der Einführung einer sog. Marktstabilitätsreserve ausgehen, die von der EU-Kommission erst für den Zeitraum nach 2020 vorgesehen ist (vgl. EU-Kommission, Drs. KOM(2014) 20 final v. 22.01.2014), von vielen Mitgliedstaaten aber bereits für einen früheren Start gefordert wird. Der Umweltausschuss des EU-Parlaments hat sich am 24.02.2015 für einen Start ab Ende 2018 ausgesprochen (vgl. EP, Press Release v. 24.02.2015).

¹³ Eingehend Neuhoff/Schopp, DIW-Wochenbericht 11/2013, 3 ff.

¹⁴ RL 2009/29/EG zur Änderung der RL 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, ABI. EU L 140, 63.

2.2 Die geltende Rechtslage zur Zulassung neuer und zu Anforderungen an bestehende Kraftwerke

2.2.1 Zulassung neuer Kohlekraftwerke

Die Zulassung fossiler Kraftwerke ist grundsätzlich Gegenstand des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BlmSchG)¹⁵, dessen ursprüngliche Fassung im Jahr 1974 ergangen ist¹⁶. Größere Kraftwerke sind seit jeher als genehmigungsbedürftige Anlagen im Sinne des BlmSchG eingestuft (siehe im Einzelnen die Klassifizierungen im Anhang der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BlmSchV¹⁷, dort unter Nr. 1), wobei vor dem Inkrafttreten des BlmSchG erteilte gewerberechtliche Genehmigungen als BlmSchG-Genehmigungen fortgelten (vgl., § 67 BlmSchG).

Die für die Erteilung der Genehmigung maßgebende Rechtsgrundlage ist § 6 BlmSchG. Danach ist die Genehmigung zu erteilen, wenn einerseits die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen im engeren Sinne (so § 6 Abs. 1 Nr. 1 BlmSchG) und andererseits die Anforderungen anderer öffentlich-rechtlicher Bestimmungen (§ 6 Abs. 1 Nr. 2 BlmSchG) erfüllt sind. Ein behördliches Ermessen besteht bei der Erteilung der Genehmigung nicht; die Genehmigung *muss* gemäß § 6 Abs. 1 BlmSchG vielmehr erteilt werden, wenn alle dort genannten rechtlichen Anforderungen eingehalten werden.

Die im engeren Sinne immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsvoraussetzungen (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 BlmSchG) erstrecken sich *nicht* auf die Begrenzung von Treibhausgasemissionen. § 6 Abs. 1 Nr. 1 BlmSchG verweist insoweit auf die Grundpflichten des § 5 BlmSchG sowie auf spezielle Rechtsverordnungen nach § 7 BlmSchG. Die hier relevanten Grundpflichten von § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 BlmSchG (Schutzpflicht nach Nr. 1, Vorsorgepflicht nach Nr. 2) beziehen sich nach dem hergebrachten Verständnis des Immissionsschutzrechts hinsichtlich der Luftreinhaltung auf die klassischen Luftschadstoffe. Da CO₂ zu den natürlichen Bestandteilen der Luft zählt, wurde CO₂ im traditionellen Immissionsschutzrecht nicht als Schadstoff begriffen. Dementsprechend wurden in der für Großkraftwerke einschlägigen Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BlmSchV)¹⁸ von Beginn an keine Aussagen zur Begrenzung des CO₂-Ausstoßes gemacht.

Mit dem Bekanntwerden der Klimaproblematik hätte der Anlass bestanden, weitergehend auch den Treibhausgasausstoß zum Gegenstand konkreter immissionsschutzrechtlicher Begrenzungen zu machen oder klimapolitisch motivierte Festlegungen zur Wahl der zulässigen Brennstoffarten zu treffen. Doch dazu kam es nicht. Im Zuge der Umsetzung des EU-

¹⁵ Aktuelle Fassung (neu gefasst): Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), zuletzt geändert durch Gesetz vom 2. Juli 2013, BGBl. I S. 1943.

¹⁶ Gesetz vom 15. März 1974, BGBl. I S. 721, berichtet S. 1193.

¹⁷ Aktuelle Fassung (neu gefasst): Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 2. Mai 2013, BGBl. I S. 973, 3756.

¹⁸ Aktuelle Fassung (neu gefasst): Großfeuerungsverordnung (13. BlmSchV) vom 2. Mai 2013, BGBl. I S. 1021; urspr. Fassung: Verordnung vom 22. Juni 1983, BGBl. I S. 719.

Emissionshandels entschied sich der Gesetzgeber vielmehr für den umgekehrten Weg – nämlich insoweit das Ordnungsrecht hinter das ökonomische Instrument des Emissionshandels zurücktreten zu lassen.¹⁹ In § 5 Absatz 1 Satz 2 BImSchG wurde bei Schaffung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG)²⁰ im Jahr 2004 ausdrücklich eine Bestimmung eingefügt, nach der genehmigungsrechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen bei dem Emissionshandel unterfallenden Anlagen nur zulässig sind, „um zur Erfüllung der Pflichten nach Satz 1 Nummer 1 sicherzustellen, dass im Einwirkungsbereich der Anlage keine schädlichen Umwelteinwirkungen entstehen“²¹ – was praktisch nie vorkommen kann. Darüber hinaus wurde im nachfolgenden Satz geregelt, dass auch die Anwendung der in § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 des Gesetzes geregelten Grundpflicht zur sparsamen und effizienten Verwendung von Energie nicht über die durch den Emissionshandel begründeten Pflichten hinausgehen darf. Diese Einschränkungen gelten bei leicht verändertem Wortlaut noch heute; sie sind nunmehr in § 5 Abs. 2 BImSchG geregelt.²²

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)²³ kennt seinerseits weder ein eigenständiges Genehmigungserfordernis aus energiewirtschaftlicher Sicht, noch stellt es ergänzende inhaltliche Anforderungen auf, die als sonstiges Recht im Rahmen des § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG zu berücksichtigen wären. Der insoweit einschlägige § 49 EnWG belässt es bei einer allgemein gehaltenen Verpflichtung, Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, und vermutet die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik bei Beachtung bestimmter privatrechtlicher Normen (vgl. § 49 Abs. 1 und 2 EnWG). Eine energiewirtschaftliche Bedarfsprüfung ist für Kraftwerke nicht vorgesehen. Anforderungen an die Regelbarkeit von neuen Kraftwerken könnten zwar seit der EnWG-Novelle 2011 im Verordnungswege auf Grundlage von § 49 Abs. 4 Nr. 8 EnWG erlassen werden.²⁴ Von dieser Möglichkeit wurde jedoch bislang kein Gebrauch gemacht.

Auf Grund der Ausgestaltung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungstatbestands als gebundene Erlaubnis ergibt sich daraus, dass neue Kohleraftwerke unabhängig von der Höhe ihrer Treibhausgasemissionen und von ihrer Energieeffizienz sowie ungeachtet ihrer mangelnden Regelbarkeit genehmigt werden müssen, sofern sie an einem bauplanungsrechtlich geeigneten Standort errichtet werden sollen. Klimaschutzanforderungen bleiben dem Emissionshandel überlassen, Energieeffizienzanforderungen gibt es nicht, und das Energiewirtschaftsrecht enthält sich konkreter Anforderungen zur Regelbarkeit.

¹⁹ Dietlein, in: Landmann-Rohmer, Umweltrecht, BImSchG § 5 Rdnr. 154b; vgl. auch Körner/ Vierhaus, TEHG (a.F.), § 1 Rdnr. 61 ff.

²⁰ Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), verkündet als Art. 1 des Gesetzes zur Umsetzung der RL 2003/87/EG. Mittlerweile ersetzt durch das TEHG in der Fassung vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).

²¹ Art. 2 des Gesetzes zur Umsetzung der RL 2003/87/EG (BGBl. I S. 1578).

²² BImSchG in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274).

²³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

²⁴ Kritisch auch Verheyen, ZUR 2010, 403/406 f.

2.2.2 Anforderungen an bestehende Kohlekraftwerke

Nach dem regelungstechnischen Konzept des BImSchG ist es der zuständigen Immissionsschutzbehörde unter bestimmten Voraussetzungen gestattet, die Betreiber bereits genehmigter Anlagen nachträglich zu Änderungen an ihren Anlagen zu veranlassen. Als Instrument dafür sieht das Gesetz die nachträgliche Anordnung vor. Nachträgliche Anordnungen können gemäß § 17 Abs. 1 BImSchG grundsätzlich im Ermessenswege ausgesprochen werden, soweit sie sich im Einzelfall als verhältnismäßig darstellen (§ 17 Abs. 2 BImSchG). Ihre Zulässigkeit hängt jedoch davon ab, ob die Voraussetzungen des § 17 Abs. 1 BImSchG erfüllt sind. Das ist nur der Fall, wenn gegen eine Verpflichtung aus dem BImSchG selbst verstoßen wird (§ 17 Abs. 1 Satz 1 BImSchG). Wichtigster Anwendungsfall ist praktisch die Nichteinhaltung des Standes der Technik hinsichtlich der Emissionsminderung. Verstöße gegen andere, außerhalb des Immissionsschutzrechts selbst liegende Vorschriften des öffentlichen Rechts werden von § 17 Abs. 1 BImSchG nicht erfasst.²⁵

§ 17 BImSchG kann demnach im vorliegenden Kontext nicht wirksam gemacht werden – weder zur Durchsetzung von geringeren CO₂-Emissionen, zur Verbesserung der Energieeffizienz oder zur Brennstoffwahl noch zu nachträglichen Vorkehrungen für eine flexiblere Fahrweise der Kraftwerke. Denn das BImSchG enthält hierzu keine Festlegungen, es würde insoweit an einer Bezugsgrundlage im Immissionsschutzrecht fehlen. Außerhalb des BImSchG – namentlich im Kontext des EnWG – wäre die Schaffung solcher Regelungen denkbar. Wegen der sachlichen Begrenzung des Geltungsbereichs von § 17 BImSchG auf das Immissionsschutzrecht selbst könnten sie aber nicht im Wege von § 17 Abs. 1 BImSchG durchgesetzt werden. Hierzu bedürfte es ggf. neuer gesetzlicher Vorschriften.

2.3 Das Instrumentenspektrum

2.3.1 In Betracht kommende Optionen und Ausgestaltungsmerkmale

Im Angebot für diese Studie und in der einschlägigen Literatur²⁶ wird eine ganze Reihe von Optionen für mögliche „Ausstiegsinstrumente“ erwähnt:

- Vorgabe von Abschaltzeiten/Restlaufzeiten für einzelne Kraftwerke,
- Festlegung von zeitraumbezogenen Strommengen/Reststrommengen für einzelne Kraftwerke (auch mit Handelskomponente),²⁷

²⁵ Für alle Jarass, BImSchG, § 17 Rdnr. 8 und 15 m.w.N.

²⁶ Instrukтив insb. die relativ breit angelegte Übersichtsbetrachtung von möglichen Instrumentenoptionen bei Oei/Kempf u.a., Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 82 ff.

²⁷ Vgl. insb. die für Greenpeace erstellte Studie Ecofys, in der vorgeschlagen wird, an die Mengenfestlegung zusätzlich die Möglichkeit zu knüpfen, unter bestimmten Voraussetzungen mit den Restmengen handeln zu können (Klaus/Beyer/Jaworski: Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes (Hrsg.: Greenpeace, 2012),

- Festlegung von zeitraumbezogenen Emissionsmengen/Restemissionsmengen für einzelne Kraftwerke (auch mit Handelskomponente),²⁸
- Setzung von CO₂-Emissionshöchstwerten, die ab bestimmten Zeitpunkten einzuhalten sind,²⁹
- Vorgabe von Mindestwirkungsgraden (elektrisch), die ab bestimmten Zeitpunkten einzuhalten sind,
- Aufstellung von Anforderungen an eine flexible Fahrweise von Kraftwerken, die ab bestimmten Zeitpunkten einzuhalten sind,
- Kontingentierung der einer Gesamtheit/Gruppe von Anlagenbetreibern zugestandenen CO₂-Mengen für bestimmte Zeiträume/Zeitpunkte,
- Kontingentierung der einer Gesamtheit/Gruppe von Anlagenbetreibern zugestandenen von Einspeisemengen für bestimmte Zeiträume/Zeitpunkte,
- Einführung eines Mindestpreises für CO₂-Zertifikate,³⁰
- Belegung der Einspeisung von Kohlestrom mit einer besonderen Abgabe bzw. Steuer oder einer anderen Art von finanzieller Belastung,³¹
- im Rahmen der Einführung von Kapazitätsmechanismen: Aufstellung von auf CO₂ bezogenen Anforderungen oder Verschiebung von Bestands-Kohlekraftwerken in eine (ausschließliche) Rolle der strategischen Reserve.³²

Außerdem liegt es nahe, ergänzend an ein generelles Verbot neuer Kohlekraftwerke zu denken – einerseits aus sachlich-inhaltlichen Gründen, andererseits auch, um etwaige Widersprüche innerhalb der Rechtsordnung zu vermeiden.

Die obige Liste deckt die verschiedenen in Betracht kommenden Regelungsmöglichkeiten weitgehend ab, ist aber weder systematisch noch auf Vollständigkeit hin angelegt. Einige Optionen lassen sich an einzelnen Stellen variieren oder differenzieren. Letzteres gilt insbesondere für die verschiedenen Arten von Regelungen, mit denen auf einen wirtschaftlichen Anreiz gezielt wird, der durch eine höhere Belastung für die Erzeugung oder Nutzung von Kohlestrom bewirkt wird.

²⁸ Eingehend mit Präferenz für festgelegte Jahresemissionsbudgets als zentraler Komponente Oei/Kemfert u.a., Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 119 ff.; ferner in: DIW-Wochenbericht 26/2014, 603/608.

²⁹ Genauer rechtl. betrachtet insb. von Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014); Verheyen, Rechtliche Instrumente (2013); Schäuble/Volkert u.a., CO₂-Emissionsgrenzwerte (IASS, 2014).

³⁰ Genauer unter Auswertung internationaler Erfahrungen betrachtet von Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (FÖS 2014, passim) sowie von Oei/Kemfert u.a., Braunkohleausstieg (DIW 2014, S. 86 ff.). Dabei kann es auf nationaler Ebene nicht um einen CO₂-Mindestpreis im Wortsinne gehen, da ein solcher im EU-weiten Emissionshandel nicht wirksam eingeführt werden kann. Praktisch werden unter der Bezeichnung Instrumente diskutiert, deren Wirkung real einem CO₂-Mindestpreis nahe kommt (z.B. eine zum Zertifikatepreis hinzukommende Steuer).

³¹ Vgl. wiederum Wronski/Küchler u.a. Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (FÖS 2014).

³² Erwähnt bei Oei/Kemfert u.a., DIW 2014, 603/610.

Für die juristische Beurteilung kommt bestimmten Ausgestaltungsmerkmalen eine zentrale Bedeutung zu, insbesondere soweit es um Aspekte der Verhältnismäßigkeit oder der Gleichbehandlung geht. Dazu zählen insbesondere:

- Wer als Adressat rechtlicher Belastungen oder Vergünstigungen angesprochen wird,
- wie die gegenständlichen Anwendungsbereiche beschrieben und eingegrenzt werden,
- welche konkreten Auslösetatbestände gewählt werden,
- welche Zeitpunkte oder Zeiträume festgelegt werden,
- welche Bemessungsgrößen gewählt werden,
- welche Ziele/Motive mit den konkreten Regelungen verbunden sind,
- wie mit ungleichen und besonders schweren Belastungen umgegangen wird (Pauschalierungen/Typisierungen, Ausnahmen, Härtefallregelungen, Übergangsregelungen, Entschädigung).

Eine weitergehende Erörterung einzelner Ausgestaltungsmerkmale ist an dieser Stelle nicht möglich, weil sie den vorgegebenen Rahmen sprengen und zur Unübersichtlichkeit der Gesamtdarstellung führen würde. Nur hingewiesen werden soll daher hier darauf, dass innerhalb der jeweiligen Optionen insbesondere Differenzierungen zwischen Anlagen mit verschiedenen spezifischen CO₂-Emissionen, Energieeffizienzgraden, Flexibilitätsmerkmalen sowie – mit Blick auf die Verhältnismäßigkeitsprüfung – unterschiedlichen Betriebsalters sinnvoll sein können.

2.3.2 Rechtliche Systematisierung

Um sich der juristischen Prüfung auf die Vereinbarkeit mit den verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben systematisch annähern zu können, bietet es sich an, die verschiedenen Instrumententypen nach der Art ihrer Regelungswirkung und ihren jeweiligen Gegenständen zu differenzieren:

- Aus dem ökonomischen Blickwinkel wird üblicherweise zwischen Ordnungsrecht und ökonomischen Instrumenten unterschieden. Während das klassische Ordnungsrecht mit den Instrumenten der Erlaubnis, des Verbots und des Gebots von bestimmten sachbezogenen Handlungsweisen und hierauf bezogenen Anforderungen arbeitet, zielen ökonomische Instrumente darauf, die wirtschaftliche Kalkulation der Verpflichteten durch eine finanzielle Belastung in eine bestimmte Richtung zu beeinflussen, den Betroffenen grundsätzlich jedoch einen Entscheidungsspielraum zu belassen. Sieht man einmal von dem Sonderfall der finanziellen Begünstigung ab, so geht es dabei um Regelungen, nach denen eine Pflicht zur Zahlung von Geld oder zur Hinnahme von finanziellen Belastungen aufgestellt wird. Praktisch lassen sich zu dieser Gruppe von Instrumenten einerseits die Steuer und die Sonderabgabe zählen, andererseits auch solche Geldleistungspflichten, die zwar gesetzlich vorgegeben sind, aber nicht zu staatlichen Einnahmen führen, weil sie ausschließlich unter Privaten abgewickelt werden (wie es

bei den im EEG vorgegebenen Geldleistungsbeziehungen der Fall ist³³ und z.B. auch für Mindestpreise gelten würde).

- Innerhalb des Ordnungsrechts ist wesentlich zu unterscheiden zwischen Instrumenten, die unmittelbar an die individuellen Kraftwerke bzw. ihre Betreiber adressiert sind – und solchen, deren Gegenstand (allgemeiner) die Gesamtmenge des Stroms oder der Emissionen aus Kohle ist, und die daher auf die einzelnen Kraftwerksbetreiber nur mittelbar einwirken. Letzteres könnte hier in entsprechenden Kontingentregelungen seinen praktischen Ausdruck finden. Ein praktisches Beispiel für solcherart Regelungen ist das (ordnungsrechtliche!) Emissionshandels-Cap, unter dem sich ein (regulierter) Handel mit Zertifikaten entwickeln kann. Der Emissionshandel ist deshalb im Grunde ein Modell dafür, dass Ordnungsrecht und wirtschaftliches Anreizrecht kombiniert werden können.
- Typisch für das klassische Ordnungsrecht sind jedoch individualisierte bzw. individualisierbare, auf die einzelnen Anlagen oder an die einzelnen Betreiber gerichtete Regelungen. Hierbei kann wiederum unterschieden werden zwischen solchen, die nach Art einer Wenn-Dann-Beziehung konkrete Voraussetzungen beschreiben, bei deren Nichteinhaltung eine bestehende Anlage nicht bzw. nicht mehr betrieben werden darf (Typ „Rechtliche Anforderung“ – umsetzbar z.B. in Form von Emissionsgrenzwerten, Flexibilitätserfordernissen oder Mindestwirkungsgraden) und solchen, bei denen es zu einer gezielten planartigen Steuerung kommt (Typ „Planartige Steuerung“). Letzteres könnte z.B. seinen Ausdruck finden in Gestalt der Festlegung von Abschaltzeiten/Restlaufzeiten, zulässigen Restmengen an Strom bzw. CO₂-Emissionen oder in der Fixierung zeitraumbezogener (z.B. jährlicher) Budgets an zulässigen Einspeisemengen oder Emissionsmengen für einzelne Kraftwerke.

Die genannten Instrumentenoptionen zielen praktisch in erster Linie darauf ab, die Stromeinspeisung aus älteren, besonders klimaschädigenden und zugleich inflexiblen Bestandskraftwerken zurückzuführen. Grundsätzlich erfassen sie auch Neuanlagen. Möglich sind grundsätzlich bei allen Instrumentenoptionen Differenzierungen zwischen verschiedenen Fallgruppen, z.B. nach Brennstoffart, Alter, Energieeffizienz oder Funktion. Auch gezielte Instrumentenkombinationen sind vorstellbar.³⁴

Denkbar sind darüber hinaus auch spezielle, weitergehende Regelungen zu einem Verbot von Neuanlagen. Solche Regelungen sind ihrer Wirkungsweise nach ebenfalls den individuellen/individualisierbaren Instrumenten zuzuordnen. Im Rahmen der späteren Prüfung erfordern sie eine gesonderte Betrachtung, da sich ihre Beurteilung insbesondere aus grundrechtlicher Sicht wesentlich von auf Bestandsanlagen zielenden Regelungen unterscheidet.

Berücksichtigt werden sollen in der Prüfung des weiteren Instrumentenoptionen, die als Bestandteile von denkbaren Kapazitätsmärkten vorgeschlagen werden. Da sich die Diskussion über Kapazitätsmärkte bzw. -mechanismen noch in einem recht frühen Stadium befindet und sich insofern noch keine klaren Konturen abzeichnen, lassen sich über derartige Optionen hier nur begrenzt Aussagen machen. In der hier angewandten Systematik lassen sich derartige

³³ Ausdrücklich BGH, Urt. v. 25. Juni 2014 – VIII ZR 169/13 –, ZUR 2014, 562.

³⁴ In diese Richtung gehen z.B. die Überlegungen von Oei/Kempf u.a., Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 119 ff.

Instrumente unterschiedlich einordnen. Die Konstruktion eines Kapazitätsmarkts als solche stellt sich vom Ansatzpunkt her als ordnungsrechtliche Vorgabe eines ökonomisch wirkenden Steuerungsrahmens dar, innerhalb dessen (u.a.) mit individuell zu erfüllenden rechtlichen Anforderungen gearbeitet wird. Die Verschiebung von Kraftwerken in eine strategische Reserve trüge als solche einen ordnungsrechtlichen Charakter.

In der Gesamtschau ergibt sich aus den vorstehenden Ausführungen folgende Systematik der zu betrachtenden Rechtsinstrumente:

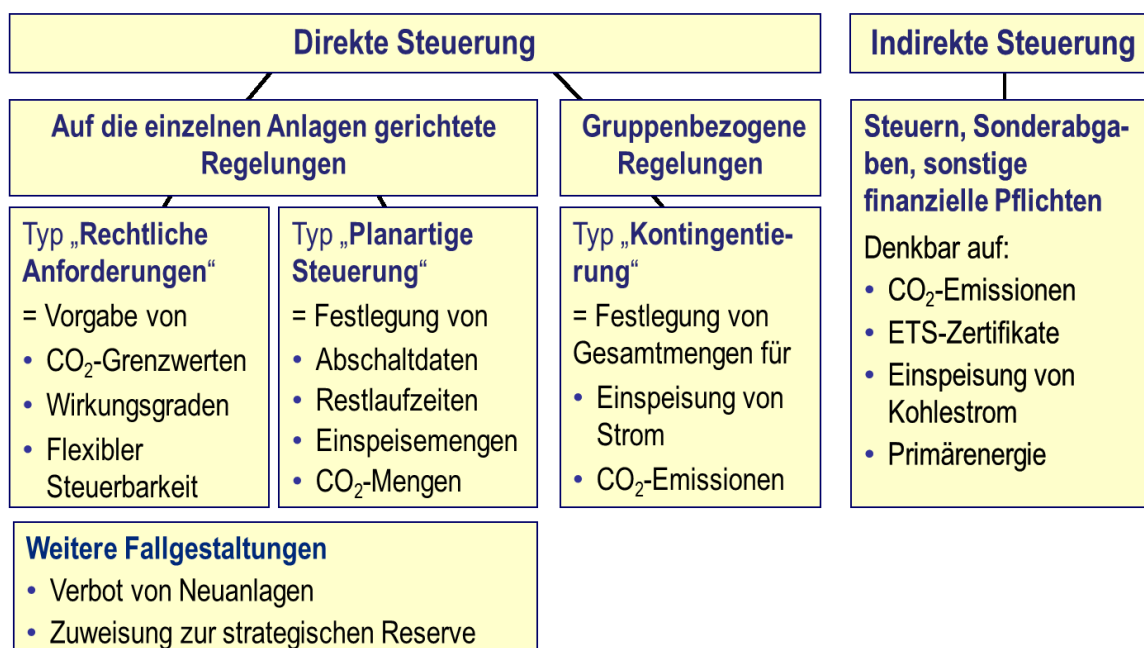


Abb. 1: Systematische Übersicht über die in Betracht kommenden Instrumente für einen Kohleausstieg (Quelle: Eigene Darstellung)

Hingewiesen sei ergänzend und klarstellend darauf, dass an Stelle der verbreiteten Unterscheidung zwischen „Ordnungsrecht“ und „ökonomischen Instrumenten“ (oder auch „wirtschaftlichen Anreizen“) in dem Abbildungsschema bewusst die neutralere Gegenüberstellung von „direkter Steuerung“ und „indirekter Steuerung“ gewählt worden ist. Damit soll vermieden werden, dass aus der verwendeten Begrifflichkeit Wertungen abgeleitet werden – was leicht passieren könnte, da der Terminus „Ordnungsrecht“ häufig negative und solche Termini wie „wirtschaftlich“, „ökonomisch“ oder „Anreiz“ in der Regel eher positive Assoziationen wecken.

An der dargestellten Systematik orientiert sich grundsätzlich auch die Gliederung für die Prüfung im späteren Kapitel 5. Zur besseren Übersichtlichkeit wird dabei auf die Obertitel der Kategorien verzichtet. Vorangestellt werden wegen der inneren Aufbau-logik die Ausführungen für auf Neuanlagen gerichtete Regelungen, ans Ende gestellt werden die ergänzenden Überlegungen über Möglichkeiten zur Regelung im Kontext von Kapazitätsmärkten.

3 Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz

Vorbemerkung zum Aufbau

Im vorliegenden Abschnitt geht es um eine geschlossene Untersuchung der für die verschiedenen Instrumentenoptionen relevanten verfassungsrechtlichen Fragestellungen. Ziel der Betrachtung ist es, die relevanten Maßstäbe für die Bewertung der einzelnen in Betracht kommenden Optionen im Hinblick auf ihre Vereinbarkeit mit dem Grundgesetz herauszuarbeiten. Je nachdem, welchen Charakter die einzelnen Optionen haben, können für die Beurteilung unterschiedliche Problemschwerpunkte entscheidend sein.

In der Prüfung sind drei wesentliche Fragenkreise zu unterscheiden:

- Für sämtliche Instrumentenoptionen ist die Vereinbarkeit mit den im Grundgesetz³⁵ statuierten Grundrechten zu untersuchen. Hierbei ist nach einem Überblick differenziert auf die einzelnen Grundrechte einzugehen (siehe 3.2 bis 3.5), wobei sich Schwerpunkte beim Eigentumsgrundrecht und bei der Berufsfreiheit ergeben.
- Instrumente, die darauf hinauslaufen, dass die Betroffenen finanzielle Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen haben, sind zusätzlich auf ihre Vereinbarkeit mit den finanzverfassungsrechtlichen Anforderungen zu prüfen (siehe 3.6). Hierbei ist zum Teil auf die grundrechtlichen Anforderungen Bezug zu nehmen.
- Eine geringere Bedeutung hat im vorliegenden Kontext die Frage nach der Gesetzgebungskompetenz von Bund oder Ländern. Der Vollständigkeit halber ist jedoch auch auf diesen Punkt einzugehen (3.7).

3.1 Grundrechte: Überblick und Prüfungsmaßstäbe

Die verschiedenen Optionen stellen sich aus der Sicht der betroffenen Kraftwerksbetreiber teils unmittelbar, teils auch mittelbar als Beeinträchtigungen von Grundrechten dar. Je nach Gegenstand, Regelungsweise und konkreter Ausgestaltung können unterschiedliche Grundrechte in ihrem Schutzbereich berührt sein. Von Bedeutung sind dabei grundsätzlich vier Grundrechte:

- Art. 14 GG (das Eigentumsgrundrecht) ist tangiert, soweit mit einer Regelung belastend in ein bestehendes Recht eingegriffen wird, welches nach der Rechtsordnung als eigentumskräftige Rechtsposition einzustufen ist. Hierfür ist zu erörtern, ob ggf. von einer Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG oder von einer gesetzlichen Inhalts- und Schrankenbestimmung für das Eigentum im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG auszugehen ist.
- Eine Beeinträchtigung von Art. 12 Abs. 1 GG (das Grundrecht der Berufsfreiheit) liegt vor, soweit eine Regelung darauf gerichtet ist, eine bestimmte berufliche Tätigkeit zu

³⁵ Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23. Mai 1949 (BGBl. I S. 1), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11. Juli 2012 (BGBl. I S. 1478).

untersagen, den Zugang zum Beruf zu beschränken oder den Beruf in bestimmter Weise auszuüben.

- Art. 2 Abs. 1 GG (die allgemeine Handlungsfreiheit) ist insoweit von Bedeutung, als in ein Recht eingegriffen wird, das nicht schon durch ein spezielles Grundrecht erfasst ist. Betroffen ist das „Auffang-Grundrecht“ des Art. 2 Abs. 1 GG hier insb. bei Geldleistungspflichten, die nach der Rechtsprechung im Regelfall nicht als Eingriffe in Art. 12 Abs. 1 oder Art. 14 Abs. 1 GG einzuordnen sind.³⁶
- Art. 3 Abs. 1 GG (der allgemeine Gleichheitsgrundsatz) ist betroffen, wenn ihrem Wesen nach ungleiche Sachverhalte gleich oder in ihrem Wesen gleiche Sachverhalte ungleich behandelt werden. Diese grundrechtliche Vorgabe ist insbesondere für die Auswahl des jeweiligen Adressatenkreises und für den Zuschnitt von Ausgestaltungsmerkmalen von Bedeutung.

Im Anschluss an die Feststellung, welche Grundrechte jeweils in ihrem Schutzbereich betroffen (beeinträchtigt) sind, sind die diskutierten Steuerungsinstrumente nach der klassischen grundrechtlichen Dogmatik darauf abzu prüfen, ob die jeweils ausgelösten Belastungen durch hinreichend gewichtige Ziele des Gesetzgebers gerechtfertigt und insoweit auch verhältnismäßig sind. Je nachdem, auf welche Weise und/oder wie schwer in das Grundrecht eingegriffen wird, können die Maßstäbe für die zu fordernde Gewichtigkeit unterschiedlich streng sein. Darüber hinaus können bei bestimmten Grundrechten noch zusätzliche Anforderungen zu beachten sein.

In der an die Feststellung der hinreichenden Legitimation anknüpfenden Verhältnismäßigkeitsprüfung wird bei den sog. Freiheitsgrundrechten (hier: Eigentum, Berufsfreiheit, allgemeine Handlungsfreiheit) danach gefragt, ob die Beweggründe ausreichen, um die konkrete Beeinträchtigungswirkung als (noch) akzeptabel werten zu können. Das ist der Fall, wenn die belastende Maßnahme mit Blick auf das verfolgte gesetzliche Ziel „geeignet“, „erforderlich“ und „angemessen“ ist:³⁷

- *Geeignet* ist die Maßnahme, wenn mit ihrer Hilfe der gewünschte Erfolg gefördert werden kann. Es darf also nicht völlig ausgeschlossen erscheinen, dass sie zur Erreichung des verfolgten Zieles einen Beitrag leisten kann. Der Gesetzgeber hat hier einen weiten Einschätzungsspielraum, da er eine Prognose treffen muss.
- Die *Erforderlichkeit* ist zu bejahen, wenn kein anderes Mittel vergleichbarer Wirkung und Wirksamkeit ersichtlich ist, welches das betreffende Grundrecht weniger stark beeinträchtigt. Zu beachten ist, dass das verglichene mildere Mittel in seiner Effektivität nicht zurückstehen darf. Dies wird oft übersehen. Die Erforderlichkeit spielt insbesondere bei der Instrumentenauswahl, oft aber auch auf der Ebene der konkreten Ausgestaltung eine bedeutsame Rolle.
- Bei der Prüfung der auch als „Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne“, „Übermaßverbot“ oder „Proportionalität“ bezeichneten *Angemessenheit* wird gefragt, ob der erreichbare

³⁶ Vgl. BVerfGE 110, 370/393; BVerfGE 124, 235/242.

³⁷ Zusammenfassend BVerfGE 67, 157/173 ff.

Nutzen noch in einem angemessenen bzw. zumutbaren Verhältnis zur konkreten Beeinträchtigungswirkung steht. Hier findet daher eine Abwägung statt, in der die Zweck-Mittel-Relation wertend betrachtet wird. Zu berücksichtigen sind insoweit unter Umständen auch Regelungen zur Vermeidung von Härten oder zur Kompensation durch Entschädigungsleistungen.³⁸

Etwas abgewandelt wird die Verhältnismäßigkeitsprüfung bei Beeinträchtigungen des Gleichheitsgrundsatzes (Art. 3 Abs. 1 GG) angewandt, soweit durch die Ungleichbehandlung bestimmte Personen belastend getroffen³⁹ werden. Bei der gleichheitsbezogenen Verhältnismäßigkeitsprüfung fragt das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) danach, ob die jeweiligen Rechtfertigungsgründe für die Differenzierung „in angemessenem Verhältnis zu dem Grad der Ungleichbehandlung“⁴⁰ stehen (nicht – wie bei den Freiheitsgrundrechten – zum Ausmaß der Freiheitsbeeinträchtigung). Die Ungleichbehandlung muss danach zunächst *geeignet* sein, das mit ihr verfolgte Ziel zu erreichen. Für die *Erforderlichkeit* wird danach gefragt, ob keine weniger belastende Differenzierung zur Verfügung steht. Im Rahmen der *Angemessenheit* wird geprüft, ob für die Ungleichbehandlung ein sachlich vertretbarer Grund von hinreichendem Gewicht vorliegt.⁴¹

3.2 Eigentumsgrundrecht (Art. 14 GG)

Mit der Eigentumsgarantie des Art. 14 GG stellt das Grundgesetz zwei Tatbestände für die Zulässigkeit von staatlichen Eingriffen in das Eigentum auf:

- Zum einen regelt Art. 14 Abs. 3 GG, dass die *Enteignung* nur zum Wohle der Allgemeinheit zulässig ist (Satz 1) und nur durch oder auf Grund Gesetzes erfolgen darf, welches Art und Ausmaß der Entschädigung regelt (Satz 2).
- Zum anderen bestimmt Art. 14 Abs. 1 Satz 2, dass durch Gesetz *Inhalt und Schranken* des Eigentums bestimmt werden dürfen.

Im Gegensatz zu den sehr strengen Anforderungen für die Enteignung setzt die Wahrnehmung der Möglichkeit zum Erlass von Inhalts- und Schrankenbestimmungen nach Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG lediglich ein legitimes Ziel des Gesetzgebers voraus, vor dem sich der staatliche Eigentumseingriff als verhältnismäßig darstellen muss.⁴²

Vor diesem Hintergrund spielt es eine entscheidende Rolle für die Beurteilung der Rechtmäßigkeit von Instrumenten zum Kohleausstieg, ob sich diese im Lichte des Art. 14 GG als Enteignung oder als Inhalts- und Schrankenbestimmungen darstellen.

³⁸ Zum Ganzen im Überblick Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 20 Rdnr. 86 m.w.N.

³⁹ Weniger strenge Maßstäbe legt das BVerfG an, soweit es um Ungleichheiten bei Begünstigungen geht; vgl. BVerfG NJW 2012, 1711 (Rdnr. 40).

⁴⁰ So BVerfGE 102, 68/87.

⁴¹ Zusammenfassend Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 3 Rdnr. 27a m.w.N.

⁴² Eingehend Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr 33 ff. m.w.N.

Bevor dieser Frage im Einzelnen nachgegangen werden kann, ist jedoch zu klären, ob mit dem Instrument überhaupt in das Eigentum eingegriffen wird, der Schutzbereich des Art. 14 GG also eröffnet ist. Das ist insbesondere deshalb wichtig, weil geklärt werden muss, ob nicht vielmehr der im Hinblick auf wirtschaftliche Tätigkeiten ebenfalls bedeutsame Art. 12 GG als einschlägig zu erachten ist.

3.2.1 Eingriff in den Schutzbereich

In der vorliegenden Fallkonstellation kommt eine Zuordnung zum Eigentum für verschiedene Rechtspositionen der Betreiber von Kohlekraftwerken in Betracht. Neben dem (privatrechtlichen) Eigentum an Grund und Boden sowie an den Produktionsanlagen ist es auch denkbar, den eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb als solchen sowie die erteilte immissionschutzrechtliche Anlagengenehmigung als von Art. 14 GG geschützt anzusehen.

Ob das Eigentumsrecht bei der Wahl einer bestimmten Instrumentenoption als Eingriff in das Eigentumsgrundrecht zu begreifen ist, hängt zum einen davon ab, auf welche dieser Rechtsposition mit dem Instrument konkret eingewirkt wird, zum anderen davon, ob die jeweils konkret betroffene Rechtsposition durch das Eigentumsgrundrecht geschützt ist.

3.2.1.1 Geschützte Rechtspositionen

Als eigentumskräftige und daher von Art. 14 GG geschützte Rechtsposition ist nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts jedes durch den Gesetzgeber gewährte konkrete vermögenswerte Recht einzuordnen.⁴³ Das Grundrecht schützt demnach nicht das Vermögen als solches⁴⁴, sondern Rechtspositionen, denen ein Vermögenswert zukommt oder die genutzt werden können, um Vermögen zu bilden.

Zu den eigentumskräftigen Rechtspositionen werden insbesondere vom Gesetzgeber gewährte privatrechtliche Positionen gezählt, die dem Berechtigten ausschließlich wie Eigentum an einer Sache zur privaten Nutzung und zur eigenen Verfügung zugeordnet sind.⁴⁵ Erfasst ist damit nicht nur die privatrechtliche Eigentümerstellung im Sinne des BGB als solche. Als eigentumskräftig geschützt gelten vielmehr auch bürgerlich-rechtliche Ansprüche und Forderungen⁴⁶ (wie etwa der Kaufpreisanspruch⁴⁷), jedenfalls sofern sie nicht jederzeit kündbar sind.⁴⁸ Entsprechendes gilt jedenfalls unter bestimmten Voraussetzungen auch für öffentlich-rechtliche Anspruchspositionen, sofern diese dem Einzelnen eine Rechtsposition verleihen, die derjenigen eines Eigentümers gleichkommt (z.B. Baugenehmigungen).⁴⁹

⁴³ Grundlegend BVerfGE 58, 300/336.

⁴⁴ Vgl. nur BVerfGE 72, 175/195 m.w.N.; BVerfGE 95, 267/300.

⁴⁵ BVerfGE 78, 58/71 m.w.N.

⁴⁶ Vgl. BVerfGE 68, 193/222; BVerfGE 83, 201/208 f.

⁴⁷ BVerfGE 45, 142/179.

⁴⁸ So BGHZ 123, 166/169.

⁴⁹ BVerfGE 18, 392/397; BVerfGE 53, 257/289; BVerfGE 72, 175/193.

Vom Ansatz her spricht somit viel dafür, über die Eigentümerstellung an Grund und Boden und an den Produktionsanlagen (hier: den Kraftwerken) ggf. auch die immissionsschutzrechtliche Genehmigung der Anlagen als eigentumskräftig geschützt anzusehen. Allerdings ist insoweit zu beachten, dass das BVerfG nach seiner gefestigten Rechtsprechung öffentlich-rechtliche Anspruchspositionen aus dem Eigentumsbegriff ausnimmt, welche „nicht durch Einsatz von Kapital und Arbeit erworben“ sind.⁵⁰ Als entscheidend sieht es das Gericht in dieser Hinsicht an, inwieweit sich die Rechtsstellung „als Äquivalent eigener Leistung erweist oder auf staatlicher Gewährung beruht“.⁵¹ Aus diesem Blickwinkel erkennt das Gericht namentlich gesetzlich verbürgte Ansprüche auf Subventionen nicht als eigentumsfähig an.⁵²

Die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung beruht als solche nicht auf einer eigenen Leistung der Anlagenbetreiber. Zu bedenken ist jedoch, dass der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ihrer Konstruktion nach eine zielgerichtete Schutzfunktion für die getätigte Investition in die Anlage zukommen soll.⁵³ Denn die Genehmigung dient (auch) dem Schutz von Leistungen, die der Anlagenbetreiber in Ausnutzung der Genehmigung selbst erbringt. Die in dieser Hinsicht sehr ausgeprägte Schutzfunktion der immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung zeigt sich insbesondere an den Bestimmungen der §§ 13 und 14 BImSchG, die den Genehmigungsinhaber vor späteren Einwendungen anderer Behörden und Dritter gegen den Betrieb der Anlage schützen⁵⁴, sowie in § 17 BImSchG, der nachträgliche behördliche Anordnungen nur unter bestimmten Voraussetzungen gestattet. Der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung wohnt somit eine Schutzfunktion für das in den Bestand der Genehmigung gesetzte Vertrauen inne, in der eine Anerkennung privater Leistung durch den Staat zum Ausdruck kommt. Im Sinne dieses Verständnisses vermitteln einmal erteilte Genehmigungen einen aus dem Vertrauensschutz abgeleiteten „Bestandsschutz“ – welcher allerdings nicht absolut gilt, sondern in Wahrnehmung von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG durch Gesetz auch überwunden werden kann.⁵⁵

In der Gesamtschau spricht deshalb überwiegendes dafür, die immissionsschutzrechtliche⁵⁶ Anlagengenehmigung jedenfalls im Hinblick auf ihre Vertrauensschutzfunktion für die getätigten Investitionen als eigentumskräftig geschützt anzusehen.⁵⁷

⁵⁰ Ausdrücklich BVerfGE 97, 67/83 unter Berufung auf BVerfGE 18, 392/397.

⁵¹ BVerfGE 72, 175/193.

⁵² Eingehend BVerfGE 72, 175/193 ff.; ebenso BVerfGE 97, 67/83.

⁵³ In diesem Sinne für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung BVerfG-K NVwZ 2010, 771/772 (Rdnr. 28). Zurückhaltender Jarass, BImSchG, § 17 Rdnr. 4.

⁵⁴ Undeutlich bleibt dies bei Jarass, BImSchG, § 13 Rdnr. 1 sowie § 14 Rdnr. 1.

⁵⁵ Zusammenfassend Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 46 m.w.N.

⁵⁶ Zu beachten ist, dass jede Genehmigung innerhalb ihres gesetzlichen Kontextes einer spezifischen Betrachtung bedarf. Hier kann daher namentlich keine Aussage etwa für den Vertrauensschutz der atomrechtlichen Genehmigung gemacht werden – und erst recht nicht über die Sonder-situation nach der dem (zweiten) Atomausstieg vorangegangenen zwischenzeitlichen Laufzeitverlängerung (siehe zu diesem Komplex mit untersch. Positionen insb. Wallrabenstein, HFR 2011, 109 ff.; Kloepfer, DVBl. 2011, 1437 ff; Bruch/Greve, DöV 2011, 794/798 f.; Wieland, Verfassungsfragen der Energiewende, 2014).

⁵⁷ Deziert BVerfG-K, NVwZ 2010, 771/772 (Rdnr. 28); dem folgend Wieland, Verfassungsfragen der Energiewende (Vortrag) 2014, S. 7 f.; zurückhaltender Jarass, BImSchG, § 17 Rdnr. 4.

Der Bundesgerichtshof steht des Weiteren auf dem Standpunkt, dass auch der „eingerichtete und ausgeübte Gewerbebetrieb“ als solcher als von Art. 14 GG geschützt anzusehen ist.⁵⁸ Das Bundesverfassungsgericht hat sich zur Anwendbarkeit bislang nicht eindeutig geäußert.⁵⁹ Unterstellt man die Anwendbarkeit, so ist allerdings zu beachten, dass die Reichweite der Schutzposition deutlich begrenzt ist. Denn der aus der Rechtsfigur abgeleitete Schutz erstreckt sich nur auf die Substanz des Gewerbebetriebs als Gesamtheit⁶⁰, nicht auf die mit dem Gewerbebetrieb verbundenen wirtschaftlichen Erwartungen, die ihrerseits allein Gegenstand von Art. 12 GG sind.⁶¹ Erfasst sind auch nach Auffassung des BGH nicht die „allgemeinen Gegebenheiten und Chancen, innerhalb derer ein Gewerbebetrieb seine Tätigkeit entfaltet“ und „keinen Bezug zu einem bestimmten Unternehmen haben“⁶². Nicht geschützt sind namentlich der Erhalt einer „tatsächliche Absatzmöglichkeit“⁶³ sowie die „Erwartung, dass ein Unternehmen auch in Zukunft rentabel betrieben werden kann“⁶⁴.

Auch für Eingriffe in den eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb – seine Anwendbarkeit angenommen – ist zu betonen, dass sich aus Art. 14 GG keine über die allgemein geltenden Maßstäbe für die Zulässigkeit von Eigentumseingriffen hinausgehenden Begrenzungen ergeben würden. Wenn sich das Instrument seinem Charakter nach als enteignend darstellen sollte, ist insoweit Art. 14 Abs. 3 GG zu beachten, außerhalb dessen ist der Schutzanspruch ggf. durch verhältnismäßige Eingriffserwägungen überwindbar.

3.2.1.2 Schutz der Eigentumsnutzung – Abgrenzung zu Art. 12 GG

Von der Schutzrichtung her umfasst Art. 14 GG das Innehaben und die Verfügungsgewalt, aber auch die Nutzung des Eigentums.⁶⁵ So erstreckt sich das Grundrecht etwa im Hinblick auf das Eigentum an Grund und Boden anerkanntermaßen auch darauf, das Grundstück im Rahmen der Gesetze zu bebauen.⁶⁶ In diesem Sinne kann davon ausgegangen werden, dass es sich ggf. hier auch auf die Wahrnehmung der (bisher) zulässigen Nutzungsmöglichkeiten für das Grundstück und die Kraftwerke sowie auf den Gebrauch der erteilten immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erstreckt.

Zu beachten ist – wie bereits eben angedeutet – allerdings, dass die Schutzwirkung für die Nutzung des Eigentums nicht gleichbedeutend ist mit einem Schutz der mit der Nutzung ver-

⁵⁸ BGHZ 81, 24/33; BGHZ 92, 34/37. Eingehend zum Ganzen Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 9 m.w.N.; kritisch Wieland, Verfassungsfragen, a.a.O. S. 9 f.

⁵⁹ BVerfGE 81, 208/227 f.; BVerfGE 123, 186/258.

⁶⁰ Etwas offener Schlömer, ZNER 2014, 363/365, Ossenbühl, Verfassungsrechtliche Fragen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie (2012), 26.

⁶¹ Eingehend Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 21 m.w.N.

⁶² BGHZ 78, 41/44 f.; vgl. auch BVerfGE 105, 272/278.

⁶³ BVerfGE 105, 272/278.

⁶⁴ BVerfGE 110, 274/290.

⁶⁵ BVerfGE 88, 366/377; BVerfGE 101, 54/75. Ähnlich schon BVerfGE 30, 292/335; hieran anknüpfend Schlömer, ZNER 2014, 363/365.

⁶⁶ BVerfGE 35, 263/276; BVerfGE 104, 1/11.

bundenen Gewinnerwartung. Denn das Bundesverfassungsgericht grenzt die beiden Grundrechte aus Art. 14 GG (Eigentumsgrundrecht) und Art. 12 GG (Berufsfreiheit) generell danach ab, dass es beim Eigentumsgrundrecht um den Schutz des „Erworbenen“ geht, während das Grundrecht der Berufsfreiheit den Schutz des (künftigen) „Erwerbs“ im Auge habe.⁶⁷ Die Schutzwirkung des Art. 14 GG richtet sich danach nur auf den vorhandenen Bestand der vermögenswerten Rechte – hier also der Nutzungsberechtigung als solcher –, nicht auf die mit ihrer Nutzung verbundenen Chancen, Hoffnungen und (Gewinn-) Erwartungen.⁶⁸ Der reine „Erwerbsschutz“ ist seinerseits Gegenstand der auch für die unternehmerische Betätigung geltenden Berufsfreiheit.⁶⁹ Die Schmälerung des Gewinns durch vom Staat ausgesprochene Belastungen (z.B. in Gestalt von kostenwirksamen Verhaltenspflichten) berührt daher lediglich den Schutzbereich des Art. 12 GG, nicht denjenigen des Art. 14 GG.

3.2.1.3 Folgerungen für die einzelnen Instrumentenoptionen

Ob Art. 14 GG betroffen ist, muss für die verschiedenen Instrumentenoptionen differenziert betrachtet werden.

Zu bejahen ist ein Eingriff in das Eigentumsgrundrecht bei allen Instrumenten, durch welche die genehmigte Nutzung des Grundstücks und/oder der Produktionsanlagen aufgehoben, zeitlich oder sachlich eingeschränkt oder von einengenden Voraussetzungen abhängig gemacht wird. *Keine* Eigentumsbeeinträchtigung ist anzunehmen für Instrumente, die lediglich die Wirtschaftlichkeit oder die Gewinnerwartung einschränken, ohne zugleich Einschränkungen für die Genehmigung zu bewirken (oder ggf. in die Substanz des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs eingreifen). Das gilt namentlich für Instrumente, die lediglich finanzielle Zusatzbelastungen herbeiführen und die Nutzung von Kohle dadurch unattraktiver machen. Auch Kontingentierungen von zulässigen Gesamtmengen an Kohlestrom oder CO₂-Emissionen, die sich nicht einschränkend auf die einzelne Anlagengenehmigung auswirken, sind nach den hiesigen Erkenntnissen nicht als Beeinträchtigungen des Eigentumsgrundrechts anzusehen (sondern als Beeinträchtigungen der Berufsausübung).

Die Rechtsfigur des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs kann in der vorliegenden Konstellation – sofern man ihre Anwendbarkeit annimmt – eine eigenständige Bedeutung bei Instrumenten erlangen, die darauf gerichtet sind, gezielt einzelne Kohlekraftwerke stillzulegen (Abschaltdaten, Restlaufzeiten).

Soweit eine Person nicht bereits über eine eigentumskräftige Rechtsposition verfügt, sondern deren Erhalt erst für die Zukunft anstrebt, kann ein Eingriff in das Individualgrundrecht des Art. 14 GG nicht vorliegen. Insoweit läge der Eingriffsschwerpunkt bei Art. 12 GG. Auf der generellen Ebene kann Art. 14 GG allerdings gleichwohl betroffen sein, sofern der Gesetzgeber eine Eigentumsposition, die die Rechtsordnung bisher als möglich vorsah, für die Zukunft beseitigen oder einschränken sollte. Das wird etwa für die Regelungen zum Atomausstieg angenommen,

⁶⁷ Klarstellend BVerfGE 95, 173/187 f. m.w.N.

⁶⁸ BVerfGE 28, 119/142; BVerfGE 30, 292/335; BVerfGE 68, 193/222.

⁶⁹ Vor diesem Hintergrund ist der Streit in der Rechtswissenschaft, ob auch das „Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb“ zum Eigentum im verfassungsrechtlichen Sinne zählt (so BGHZ 92, 34/37), weitgehend bedeutungslos (vgl. auch BVerwGE 95, 341/405).

mit denen die Möglichkeit, ein Kernkraftwerk zu betreiben, für die Zukunft abgeschafft wurde.⁷⁰ Entsprechendes würde auch für den Fall gelten, dass der Gesetzgeber die Nutzung des Grundeigentums zur Errichtung von neuen Kraftwerken, in denen Strom aus Kohle hergestellt wird, für die Zukunft untersagen oder einschränken sollte.⁷¹

3.2.2 Enteignung oder Inhalts- und Schrankenbestimmung?

Das Bundesverfassungsgericht unterscheidet in mittlerweile gefestigter Rechtsprechung klar zwischen dem besonderen Eingriffstatbestand der Enteignung (Art. 14 Abs. 3 GG) einerseits und der Inhalts- und Schrankenbestimmung für das Eigentum (Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG) andererseits. Hintergrund dessen ist, dass die Enteignung nicht nur besonders gewichtige Gründe des Allgemeinwohls voraussetzt, sondern darüber hinaus nach Art. 14 Abs. 3 Satz 2 GG nur zulässig ist, wenn im zugrunde liegenden Gesetz Art und Ausmaß der Entschädigung geregelt sind (sog. Junktimklausel). Würde es sich bei einer der hier erwogenen Regelungen ihrem Wesen nach um eine Enteignung handeln, so wäre folglich im Gesetz eine (angemessene) Entschädigung festzusetzen.

Auf Basis der vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Rechtsprechung kann das für die hier diskutierten Instrumentenoptionen grundsätzlich verneint werden. Das ergibt sich aus Folgendem:

Eine Enteignung ist nach der Formulierung des Bundesverfassungsgerichts „auf die vollständige oder teilweise Entziehung konkreter subjektiver Eigentumspositionen im Sinne des Art. 14 Abs. 1 Satz 1 GG zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben gerichtet“⁷². Eingriffe in das Eigentum, die diese Kriterien nicht vollständig erfüllen, stellen sich verfassungsdogmatisch nicht als Enteignung, sondern als Inhalts- und Schrankenbestimmungen im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG dar. Das gilt auch, wenn sie der Sache nach besonders schwerwiegend sind und daher einer Enteignung aus der Sicht der Betroffenen nahe- oder gleichkommen.⁷³

Kennzeichnend für den Begriff der Enteignung ist die (vollständige oder teilweise) „Entziehung konkreter Rechtspositionen zur Erfüllung bestimmter öffentlicher Aufgaben“.⁷⁴ Die Entziehung einer eigentumskräftigen Rechtsposition reicht als Zuordnungskriterium also nicht aus. Hinzu tritt als weitere Tatbestandsvoraussetzung der Zweck der Erfüllung öffentlicher Aufgaben. Hierunter versteht das Bundesverfassungsgericht einen Vorgang, bei dem es der öffentlichen Hand um die Beschaffung konkreter Güter für öffentliche Aufgaben geht. In diesem Sinne heißt es in der Entscheidung des Gerichts über die Baulandumlegung:

„Die Enteignung setzt den Entzug konkreter Rechtspositionen voraus, aber nicht jeder Entzug ist eine Enteignung i.S. von Art. GG Artikel 14 GG Artikel 14 Absatz 3 GG. Diese ist

⁷⁰ Eingehend Koch, NJW 2000, 1529/1531 ff.

⁷¹ Klinski, ER 2012, 347/349.

⁷² BVerfGE 70, 191/199 f.; BVerfGE 102, 1/15.

⁷³ BVerfGE 100, 226/240; ähnlich BVerfGE 102, 1/16.

⁷⁴ BVerfGE 115, 97/112; BVerfGE 112, 93/109; BVerfGE 101, 239/259.

beschränkt auf solche Fälle, in denen Güter hoheitlich beschafft werden, mit denen ein konkretes, der Erfüllung öffentlicher Aufgaben dienendes Vorhaben durchgeführt werden soll (vgl. BVerfGE 38, 175 [179 f.]).⁷⁵

Die Verfolgung öffentlicher (politischer) Interessen ist nicht gleichbedeutend mit einer „Erfüllung öffentlicher Aufgaben“, wie sie für eine Einordnung als Enteignung erforderlich ist. Deshalb ist die durchaus im öffentlichen Interesse liegende Baulandumlegung, bei der es zu einer gesetzlichen Entziehung und Neuordnung von Grundflächen zwischen verschiedenen Eigentümern kommt, keine Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG.⁷⁶

Aus diesem Grund kommt den Bestimmungen zur Begrenzung der Restlaufzeiten für Atomkraftwerke im Zusammenhang mit den Atomausstiegsregelungen des Jahres 2001⁷⁷ und im Kontext der Energiewendegesetze 2011⁷⁸ ebenfalls kein Enteignungscharakter zu.⁷⁹ Denn der Gesetzgeber verbindet mit den Bestimmungen nicht das Ziel, sich selbst die Verfügungsgewalt an den Anlagen oder Grundstücken zu verschaffen, sondern im öffentlichen Interesse ihren Fortbetrieb zu beenden. Gelegentlich sind zwar in der Rechtsliteratur zu den Atomausstiegsregelungen Äußerungen zu lesen, in denen das Erfordernis der hoheitlichen Güterbeschaffung nicht als für die Enteignung konstitutiv eingestuft wird.⁸⁰ Derartige Einschätzungen stehen aber im Kontrast zur jüngeren Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts, indem sie einen von dieser abweichenden, erweiterten Enteignungsbegriff zugrunde legen.⁸¹

Hinzu kommt, dass das Bundesverfassungsgericht das Vorliegen einer Enteignung auch bei Entziehungen von Eigentum verneint, die dazu dienen, eine von der Eigentumsnutzung ausgehende Gefahr zu beseitigen.⁸² In diesem Sinne geht das Gericht davon aus, dass stets eine Inhaltsbestimmung und keine Enteignung vorliegt, wenn der Gesetzgeber Eigentum entzieht, um „Rechtsgüter der Gemeinschaft [...] vor Gefahren zu schützen“⁸³. So liegt es sowohl bei der Abschaltung von Atomkraftwerken aus Sicherheitsgründen als auch bei der Beendigung der Nutzung von Kohlekraftwerken auf Grund von Klimaschutzabwägungen.

⁷⁵ BVerfGE 104, 1/10. Ebenso BVerfGE 112, 93/109. Hieran anknüpfend BVerfGE 115, 97/112 f.

⁷⁶ BVerfGE 104, 1/10 f.

⁷⁷ Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Nutzung zur Elektrizitätserzeugung vom 22. April 2002 (BGBl. I S. 1351).

⁷⁸ 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl. I S. 1704).

⁷⁹ In diesem Sinne auch Schlömer, ZNER 2014, 363/367; Bruch/Greve, DöV 2011, 794/796 f.; Kloepfer, DVBl. 2011, 1437/1439; ähnlich schon Stürer/Loges, NVwZ 2000, 9/13. Für die herrschende Rechtslehre Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 77 m.w.N.

⁸⁰ So Ossenbühl, Verfassungsrechtliche Fragen eines beschleunigten Ausstieges aus der Kernenergie (2012), 37 ff. (insb. S. 51 f.); hieran anknüpfend Battis/Ruttloff, NVwZ 2013, 817/821 f.; ähnlich de Witt, UPR 2012, 281/285.

⁸¹ Entgegen Battis/Ruttloff, NVwZ 2013, 817/821 f., die die oben zitierte Passage der Baulandumlegungsentscheidung des BVerfG als „missverständlich“ bezeichnen (ebenda, Fn. 64). Für die herrschende Rechtslehre siehe Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 77 m.w.N.

⁸² Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 14 Rdnr. 81 m.w.N.; Roller, ZUR 1999, 244/245.

⁸³ BVerfGE 20, 351/359. Vgl. auch BVerfG-K NVwZ 1999, 979/979 f.

Eine zielgerichtete Enteignung ist für die ganz überwiegende Zahl der hier erwogenen Instrumentenoptionen auf dieser Beurteilungsgrundlage nicht erkennbar. Maßgebend ist für die betreffenden Optionen daher allein Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG.

Etwas anderes könnte allenfalls für die sehr spezielle Möglichkeit gelten, den Betreibern bestimmter Kraftwerke die Berechtigung zur Teilnahme am allgemeinen Strommarkt zu entziehen und den Kraftwerken stattdessen eine strategische Reservefunktion zuzuweisen. Für einen derartigen Sonderfall wäre die eigentumsrechtliche Klassifizierung vergleichsweise unsicher, weil es gut vertretbar ist, die Erfüllung der Reservefunktion als konkrete öffentliche Aufgabe anzusehen. In einem solchen Fall läge es aber ohnehin nahe, eine angemessene Entschädigungsregelung zu treffen, so dass es konstruktionstechnisch nicht schwierig wäre, die Anforderungen von Art. 14 Abs. 3 GG zu erfüllen. Keine Bedeutung hätte das Problem im Übrigen, wenn Entsprechendes auf Grundlage einer vertraglichen Vereinbarung (und nicht durch hoheitliche Festlegung) geregelt würde.

3.2.3 Rechtfertigung und Verhältnismäßigkeit

3.2.3.1 Legitimationsgrundlage

Einschränkungen des Grundrechts auf Eigentum, die sich nicht als Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG darstellen, können grundsätzlich auf jegliche vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls gestützt werden.⁸⁴ Je nach der Schwere des Eingriffs muss jedoch geprüft werden, ob sich die angestellten Erwägungen zur Erreichung der gesetzten Ziele konkret als hinreichend tragfähig erweisen.

Mit den hier erörterten Rechtsinstrumenten verfolgt der Gesetzgeber (ggf.) die Zielsetzung, die Treibhausgasemissionen zu mindern und günstige Rahmenbedingungen dafür zu schaffen, dass das System der Stromversorgung auf eine ganz überwiegende Nutzung von EE umgestellt wird (siehe oben, 2.1). Mit dieser Intention kann er sich auf das „Staatsziel Umweltschutz“ aus Art. 20a GG stützen, weil es ihm bei der Klimaschutzpolitik – auch im Interesse der zukünftigen Generationen – um den Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen geht. Damit liegt ein herausragendes Gemeinwohlziel von Verfassungsrang⁸⁵ vor, welches vom Ansatz her auch schwerwiegende Eingriffe in Grundrechte zu rechtfertigen geeignet ist und sich in der Verhältnismäßigkeitsprüfung durchsetzen kann, soweit – bezogen auf die jeweilige Instrumentenoption – ein milderer Mittel vergleichbarer Wirksamkeit nicht zur Verfügung steht und die Regelungen auf zumutbare Weise konkret ausgestaltet werden.⁸⁶

Die Motivation des Gesetzgebers schließt dabei eine energiepolitische Gestaltungskomponente ein. Es geht dem Gesetzgeber auch darum, einen möglichst störungsfreien, geordneten

⁸⁴ Vgl. schon BVerfGE 8, 71/80.

⁸⁵ Grundlegend zum Gewicht von Art. 20a GG BVerfGE 128, 1/41 ff. (insb. Rdnr. 151 und 243).

⁸⁶ Weitgehend ins Leere geht die Argumentation von Frenz in DVBl. 2013, 688/689 f. (ähnlich in EnWZ 2013, 1), nach der sich aus Art. 20a GG keine *Verpflichtung* zum Kohleausstieg ergebe. Das steht nicht im Raum (und wurde entgegen Frenz, a.a.O. Fn. 16 auch in Klinski, ER 2012, 47/53 nicht behauptet). Es geht um die Frage, ob sich der Gesetzgeber für einen Kohleausstieg legitimierend auf Art. 20a GG berufen kann.

Prozess der Transformation des Energiesystems sicherzustellen. Die gezielte Steuerung dieses Prozesses wird für notwendig erachtet, weil die Marktsignale – auch in Ansehung des Emissionshandels – in eine der Transformation entgegenstehende, diese tendenziell gefährdende Richtung weisen. Auch mit dieser energiepolitischen Steuerungsintention kann sich der Gesetzgeber auf ein hochrangiges Ziel des Gemeinwohls stützen, dem in der Abwägung mit grundrechtlich geschützten Interessen einzelner Wirtschaftsakteure ein sehr großes Gewicht zukommen kann.⁸⁷

Eine noch größere Bedeutung käme dem Interesse an der Transformation des Energiesystems rechtsdogmatisch zu, wenn man die Aufgabe, eine an der Nachhaltigkeit orientierte Wirtschaftsweise aufzubauen, nicht lediglich als Gemeinwohlziel und Bestandteil von Art. 20a GG verortete, sondern auch als Gegenstand und Forderung des Grundrechtsschutzes betrachtete. Die traditionelle Verfassungsdogmatik sieht in den Grundrechten in erster Linie die Funktion, vor Eingriffen in die Freiheit zu bewahren. Sie blendet dabei weitgehend aus, dass aus den Grundrechten auch ein Anspruch darauf abgeleitet werden kann, die Voraussetzungen dafür zu sichern, dass Freiheit überhaupt dauerhaft ausgeübt werden kann. Wo die Möglichkeiten der (künftigen) Freiheitsausübung bedroht sind, ist staatliches Handeln daher auch zum Schutz der Grundrechte geboten – wie im Falle des Klimawandels. Diese mit beachtlichen Argumenten von *Ekardt* entwickelte Neuaufwertung des Grundrechtsverständnisses⁸⁸ muss hier aber nicht bemüht werden, denn auch auf der Basis der traditionellen Grundrechtsdogmatik ist eindeutig, dass die verfolgten Ziele verfassungsrechtlich so hochrangig einzustufen sind, dass sie geeignet sind, die entgegenstehenden einzelwirtschaftlichen Interessen in der Abwägung zu überwinden.

3.2.3.2 Geeignetheit – Erforderlichkeit – Angemessenheit: Allgemeines

Mit der Kriterientrias Geeignetheit – Erforderlichkeit – Angemessenheit ist für jedes einzelne Instrument zu prüfen, ob der Gesetzgeber den Grundrechten (hier dem Eigentumsgrundrecht) hinreichend Rechnung trägt.

Was die Geeignetheit betrifft, steht dem Gesetzgeber ein relativ großer politischer Einschätzungsspielraum zu, der sich der gerichtlichen Kontrolle weitgehend entzieht.⁸⁹ Es reicht aus, dass die jeweilige Maßnahme der gesetzlichen Zielsetzung überhaupt förderlich ist.⁹⁰ Das kann hier für alle diskutierten Instrumente bejaht werden.

Bei der Erforderlichkeit geht es darum, ob unter mehreren geeigneten Mitteln dasjenige gewählt worden ist, welches den am wenigsten belastenden Eingriff in die Rechte der Betroffenen zur Folge hat.⁹¹ Es ist demnach die Wirkungen sowohl auf der auf der Gestaltungsseite als auch

⁸⁷ Zur Bedeutung energiepolitischer Zielsetzungen in der grundrechtlichen Abwägung BVerfG, Urt. v. 17.12.2013 (1 BvR 3386/08) – Garzweiler II –, NVwZ 2014, 211 (Rdnr. 287 ff. m.w.N.).

⁸⁸ Eingehend Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit* (2011), insb. S. 188 ff.

⁸⁹ Grundlegend BVerfGE 16, 147/181 ff.

⁹⁰ BVerfGE 70, 278/286; BVerfGE 76, 220/238.

⁹¹ Vgl. BVerfGE 75, 78/97 f.; BVerfGE 110, 1/28.

auf der Belastungsseite zu untersuchen. Sehr häufig wird man feststellen können, dass es mildere Handlungsmöglichkeiten gibt, jedoch zugleich erkennen müssen, dass sich diese im Hinblick auf die (konkrete!) Zielerreichung auch als weniger wirksam darstellen. Dann sind sie mit dem Kriterium der Erforderlichkeit zu vereinbaren. Nur wenn es insoweit zu einer Disproportionalität kommt, liegt ein Verstoß vor. Im Kern kommt es daher darauf an, ob die Wahl der (ggf. schärfer eingreifenden) Handlungsoption durch sachliche Gründe getragen wird, die sich auf die jeweils konkret verfolgte Zielsetzung zurückführen lassen.

Wendet man diese Überlegungen auf die hier vorzunehmende Vergleichsbetrachtung zwischen verschiedenen Instrumentenoptionen an, so wird die Problematik schnell deutlich. So stellt z.B. die gesetzliche Festlegung von Abschaltzeiten gegenüber der Vorgabe von Restlaufzeiten oder Restmengen einen weiter reichenden Eingriff dar – ist aber möglicherweise zu rechtfertigen, wenn es dem Gesetzgeber in seinem Interesse an der gezielten Steuerung des Prozesses gerade darauf ankommt, exakte Termine zu fixieren. Stattdessen Restlaufzeiten oder Restmengen – ggf. auch handelbar – festzulegen, kann zur Abmilderung des Grundrechtseingriffs sinnvoll sein, ist aber unter Umständen mit einem Steuerungsverlust verbunden.

Für welche der einzelnen Instrumentenoptionen in der Gegenüberstellung ein Problem im Hinblick auf die Erforderlichkeit bestehen würde, lässt sich an dieser Stelle allgemein nicht klären. An dieser Stelle lässt nur die allgemein gehaltene Folgerung formulieren, dass es jedenfalls grundsätzlich *möglich* ist, zur Erreichung der hier verfolgten Ziele Instrumentenoptionen zu wählen und Ausgestaltungsmerkmale für diese zu identifizieren, mit denen dem Erforderlichkeitskriterium Rechnung getragen werden kann.

Der Schwerpunkt der Verhältnismäßigkeitsprüfung liegt im vorliegenden Zusammenhang bei dem Kriterium der Angemessenheit. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ist insoweit bei Maßnahmen nach Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG danach zu fragen, ob „bei einer Gesamtabwägung zwischen der Schwere des Eingriffs und dem Gewicht und der Dringlichkeit der ihn rechtfertigenden Gründe [...] die Grenze der Zumutbarkeit gewahrt“ wird.⁹² An anderer Stelle formuliert das Gericht, der Eingriff dürfe „seiner Intensität nach nicht außer Verhältnis zur Bedeutung der Sache und den vom Bürger hinzunehmenden Einbußen stehen“⁹³. Dabei ist der Gestaltungsspielraum des Gesetzgebers für Beschränkungen des Eigentums umso größer, je stärker der soziale Bezug des Eigentumsobjekts ist; hierfür sind dessen Eigenart und Funktion von entscheidender Bedeutung.⁹⁴

Die als Eigentumseingriffe klassifizierten Instrumentenoptionen (siehe oben, 3.2.1) treffen die Grundrechtsträger unterschiedlich schwer. Besonders einschneidend sind Regelungen, welche die Eigentümer dazu verpflichten, ihre Anlagen vor dem Erreichen der – ggf. auch unter Berücksichtigung von Runderneuerungen („Retrofit“) – an sich bestehenden Lebensdauer stillzulegen (wie es auch bei den Atomausstiegsregelungen der Fall ist). Das ist insbesondere für auf einzelne Kraftwerke bezogene Vorgaben von Abschaltzeitpunkten, Restlaufzeiten oder Restmengen an Strom bzw. CO₂ anzunehmen. Auch die ordnungsrechtliche Festlegung von neuen Anforderungen für CO₂-Grenzwerte, Effizienzstandards oder einer flexiblen Betriebsweise kann

⁹² BVerfGE 113, 167/260; ähnlich BVerfGE 90, 145/173; BVerfGE 102, 197/220.

⁹³ BVerfGE 65, 1/54; ähnlich BVerfGE 76, 1/51.

⁹⁴ BVerfGE 102, 1/17; BVerfGE 50, 290/340 f.; BVerfGE 53, 257/292; BVerfGE 100, 226/241.

sich entsprechend auswirken. Bei Kontingentierungen entsteht eine vergleichbare unmittelbare Wirkung auf die einzelne Anlage nicht, so dass der Eingriffsschwerpunkt bei Art. 12 GG liegt, während rein finanzielle Zusatzbelastungen ohnehin nicht als Eingriffe in Art. 14 GG zu werten sind (siehe oben, 3.2.1).

Die in Art. 14 GG eingreifenden Instrumente zielen nicht darauf ab, den Anlagenbetreibern ihre Grundstücke oder ihre Anlagen zu entziehen, sondern deren Nutzung zum Zwecke der Stromerzeugung aus Kohle vorzeitig zu beenden. Von der praktischen Wirkung her wird dies als belastend empfunden, weil damit die in die Anlagen getätigten Investitionen weniger Gewinn abwerfen, als es ohne die gesetzliche Neuregelung möglich (oder zu erwarten) wäre – und dies, obwohl der Staat die Investitionen durch die erteilte Anlagengenehmigung gewissermaßen (mit) veranlasst hat. Damit stellt sich die Frage nach der Angemessenheit aus der Sicht der Anlagenbetreiber praktisch als ein Problem der Wirtschaftlichkeit und des Vertrauensschutzes dar – und aus der Perspektive des Gesetzgebers fragt sich, wie er im Hinblick auf diese Interessen die Angemessenheit sicherstellen kann (und ggf. muss), ohne die Wirksamkeit der angestrebten Regelungen substantiell zu gefährden. In diesem Zusammenhang kann auch Entschädigungsregelungen unter Umständen eine Rolle zukommen.

Zugespitzt ergeben sich daraus für die vertiefende Angemessenheitsprüfung drei – miteinander verwobene – Kernfragen:

1. Inwieweit genießen die Anlagenbetreiber für die getätigten Investitionen einen Vertrauensschutz, auf den in der Abwägung in besonderer Weise Rücksicht zu nehmen ist?
2. Inwieweit muss bei Neuregelungen auf die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber Rücksicht genommen werden?
3. Welche Übergangs- oder Ausgleichsmaßnahmen sind ggf. möglich und/oder erforderlich, um die eintretenden Belastungen in der Gesamtabwägung zumutbar erscheinen zu lassen?

3.2.3.3 Insbesondere: Vertrauensschutz

Der Gesetzgeber ist grundsätzlich nicht daran gehindert, die Rechtslage für die Zukunft zu ändern. Er darf aber grundsätzlich keine belastenden Rechtsänderungen vornehmen, die in die Vergangenheit hinein wirken (Verbot der Rückwirkung von Gesetzen). Zu unterscheiden ist insoweit zwischen der „echten“ und der „unechten“ Rückwirkung. Eine „echte Rückwirkung“ ist anzunehmen, wenn eine Regelung in bereits abgewickelte Tatbestände nachträglich eingreift, mithin wenn sie Rechtsfolgen für die Vergangenheit selbst festlegt. Demgegenüber wird von einer „unechten Rückwirkung“ gesprochen, wenn für Vorgänge, die in der Vergangenheit liegen oder dort begonnen haben, nachteilige Rechtsfolgen für die Zukunft ausgesprochen werden.⁹⁵

Auf Grundlage des in Art. 20 Abs. 3 GG verankerten Rechtsstaatsprinzips geht das Bundesverfassungsgericht davon aus, dass die „echte“ Rückwirkung von gesetzlichen Neuregelungen an sich unzulässig ist und daher nur unter sehr strengen Voraussetzungen ausnahmsweise

⁹⁵ Grundlegend zur Unterscheidung BVerfGE 51, 356/362; BVerfGE 72, 200/242 ff. m.w.N.; BVerfG ZNER 2009, 27.

gerechtfertigt werden kann – während es die „unechte“ Rückwirkung als einen normalen Fall des Grundrechtseingriffs einordnet, der nach Maßgabe der jeweiligen Grundrechtsbestimmungen zulässig ist, sofern sich dieser unter Anwendung der üblichen Kriterien als verhältnismäßig erweist.⁹⁶ Insofern ist dann innerhalb der Abwägung das konkrete Gewicht des in den Fortbestand der gesetzlichen Regelung gesetzten Vertrauens gegen das Interesse des Gesetzgebers an einer Neuregelung abzuwägen.

Vorliegend geht es ausschließlich um Varianten einer unechten Rückwirkung, so dass es darauf ankommt, ob und inwieweit die Anlagenbetreiber ein schützenswertes Vertrauen in den Fortbestand der bisherigen Rechtslage gesetzt haben. Entscheidend ist insoweit die konkrete Vertrauensposition, deren Bedeutung mit zunehmender Betriebsdauer und erfolgter Ausnutzung der jeweiligen Genehmigung abnimmt.⁹⁷

Reichweite des Vertrauens auf Grund der BImSchG-Genehmigung

Rechtlich maßgebender Bezugspunkt für die Beurteilung ist hier die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung für das jeweilige Kraftwerk (bzw. ggf. zwischenzeitlich erfolgte Änderungsgenehmigungen nach § 15 BImSchG oder ergangene nachträgliche Anordnungen nach § 17 BImSchG).

Es ist bereits oben festgestellt worden, dass der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung⁹⁸ grundsätzlich eine Schutzfunktion für das in den Bestand der Genehmigung gesetzte Vertrauen zukommt (siehe oben, 3.2.1). Weitergehend ist im Rahmen der Angemessenheitsprüfung danach zu fragen, worauf sich die aus der Genehmigung abgeleitete Vertrauensschutzwirkung konkret erstreckt. Maßgeblich ist dafür der jeweilige Genehmigungsinhalt, wie er sich auf Grundlage der zum Genehmigungszeitpunkt geltenden Fassung des BImSchG darstellte (wobei spätere Änderungsgenehmigungen und nachträgliche Anordnungen in entsprechender Weise zu berücksichtigen sind). Deshalb ergeben sich für Anlagen unterschiedlichen Alters (bzw. Genehmigungszeitpunkts) unterschiedliche Beurteilungsgrundlagen.

Das für Kraftwerke geltende Genehmigungsregime des BImSchG hat sich seit seinem Inkrafttreten im Jahr 1974 zwar in einigen inhaltlichen Vorgaben, nicht jedoch in seiner Struktur wesentlich geändert. Das Gesetz sah – wie heute (siehe oben, 2.2.1) – von Beginn einen Genehmigungsanspruch für Kraftwerke vor, sofern einerseits die immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten erfüllt wurden (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG in der jeweils geltenden Fassung) und andererseits andere öffentlich-rechtliche Vorschriften nicht entgegenstehen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG in der jeweils geltenden Fassung). Zu den einzuhaltenden immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten gehörte von Anfang an unter anderem die Vorsorgepflicht zur Emissionsminderung nach dem Stand der Technik (§ 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG in der jeweils geltenden Fassung). Die zuständige Behörde ist weiter – wie heute (siehe oben, 2.2.2) – seit jeher dazu befugt, zur Erfüllung der Pflichten des BImSchG und der auf seiner Grundlage erlassenen Verordnungen nachträgliche Anordnungen zu treffen (§ 17 Abs. 1 Satz 1 BImSchG in der jeweils

⁹⁶ Vgl. BVerfGE 72, 175/196 m.w.N., BVerfG ZNER 2009, 27, Rdnr. 66 m.w.N.

⁹⁷ Einleuchtend Bruch/Greve, DöV 2011, 794/798; ähnlich Schlömer, ZNER 2014, 363/368.

⁹⁸ Beachte erneut: Hieraus kann nicht auf die Rechtslage für Anlagengenehmigungen in anderem Kontext geschlossen werden (siehe dazu oben, Fn. 56).

geltenden Fassung). Innerhalb des Anwendungsbereichs von § 17 Abs. 1 BImSchG konnte und kann der Anlagenbetreiber daher grundsätzlich darauf vertrauen, dass er vor weitergehenden nachträglichen Rechtsänderungen geschützt ist. Außerhalb des Anwendungsbereichs von § 17 Abs. 1 BImSchG galt und gilt das jedoch nicht. § 17 Abs. 1 BImSchG war und ist seinerseits auf Pflichten aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, die nach Maßgabe von § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG für die Genehmigungserteilung mit zu berücksichtigen sind, nicht anwendbar.⁹⁹

Diese Zusammenhänge sind hier deshalb von Bedeutung, weil sich aus ihnen ergibt, dass die Genehmigungsinhaber von Anfang an *nicht* darauf vertrauen konnten, dass der Gesetzgeber künftig darauf verzichtet, in den von § 6 Abs. 2 BImSchG in Bezug *anderen Rechtsbereichen* (außerhalb des BImSchG) selbst Regelungen zu treffen, die sich auf die Ausnutzung der Genehmigung später einschränkend auswirken. Die Vertrauensschutzwirkung war von vornherein auf das in § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG angesprochene Immissionsschutzrecht im engeren Sinne beschränkt. Diesem Verständnis entsprechend hat das Bundesverwaltungsgericht ein im Tierenschutzrecht ausgesprochenes Verbot der Käfighaltung von Legehennen auch auf immissionsschutzrechtlich genehmigte Mastanlagen für anwendbar erklärt, obwohl immissionsschutzrechtlich genehmigte Anlagen deshalb ab einem bestimmten Zeitpunkt stillgelegt werden mussten.¹⁰⁰ Das Bundesverfassungsgericht nahm die gegen dieses Urteil gerichtete Verfassungsbeschwerde nicht zur Entscheidung an¹⁰¹ und schloss sich in seinem Beschluss hierzu ausdrücklich der Auffassung des Bundesverwaltungsgerichts an, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung als solche im Bereich des § 6 Absatz I Nr. 2 BImSchG keinen Schutz vor nachträglichen Rechtsänderungen gewährt.¹⁰²

Vertrauen auf den dauerhaften Verzicht auf energiewirtschaftliche Steuerung?

Energiewirtschaftsrechtliche Anforderungen gehörten zu keinem Zeitpunkt zu den Gegenständen, die bei der Erteilung von BImSchG-Genehmigung zu prüfen waren. Das ergab sich jedoch nicht daraus, dass im BImSchG ausdrücklich die Irrelevanz energiewirtschaftlicher Belange erklärt worden wäre, sondern war schlicht darauf zurückzuführen, dass der BImSchG-Gesetzgeber des Jahres 1974 gar nicht auf die Idee kam, energiewirtschaftliche Aspekte bei der Anlagengenehmigung mit zu prüfen. Nach damaligem Energiewirtschaftsrecht verfügten die Energieversorgungsunternehmen über Gebietsmonopole, die erste – bis 1998 geltende – geltende Fassung EnWG von 1935 sah für Errichtung und Inbetriebnahme nur eine Anzeigepflicht vor (vgl. § 4 Abs. 1 EnWG 1935).¹⁰³ Im Zuge der grundlegenden Neufassung des EnWG 1998¹⁰⁴ wurde lediglich die allgemeine Anforderung ins EnWG eingeführt, die technische Sicherheit der Anlagen zu gewährleisten und insoweit die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten – verbunden mit einer gesetzlichen Regelung, nach der die Einhaltung bei Erfüllung von DIN-Normen vermutet wird (vgl. § 16 EnWG 1998). Eine energiewirtschaftliche Bedarfsprüfung,

⁹⁹ Vgl. nur Jarass, BImSchG, § 17 Rdnr. 15 m.w.N.

¹⁰⁰ BVerwG ZUR 2009, 83/83 f.

¹⁰¹ BVerfG-K NVwZ 2010, 771/772.

¹⁰² BVerfG-K NVwZ 2010, 771/774.

¹⁰³ Energiewirtschaftsgesetz vom 13. Dezember 1935 (RGBl. I S. 1435).

¹⁰⁴ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730).

ein spezielles energierechtliches Genehmigungserfordernis oder ein Berücksichtigungsgebot energiewirtschaftlicher Belange bei der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung wurden nicht eingeführt. Das Gesetz belässt es bis heute grundsätzlich dabei, die Einhaltung der technischen Sicherheit von Kraftwerken zu vermuten, wenn die einschlägigen technischen Normen beachtet werden (vgl. § 49 Abs. 2 EnWG in der heutigen Fassung). Die Frage, welche Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden, gehört nicht zu den Regelungsgegenständen des EnWG, obwohl das durchaus möglich und rechtssystematisch passend wäre.

In der Konsequenz bedeutet das: Die Kraftwerksbetreiber konnten aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nicht darauf schließen, dass es der Gesetzgeber auf Dauer bei dieser Rechtslage belässt. Auf Grund des nicht ausdrücklich erklärten, stillschweigenden Regelungsverzichts konnte kein schutzwürdiges Vertrauen darauf gebildet werden, dass es der Gesetzgeber auf unbestimmte Zeit unterlässt, mit Hilfe des Energierechts Einfluss darauf zu nehmen, auf welche Energieträger die zukünftige Stromversorgung gestützt werden soll (und auf welche nicht). § 17 Abs. 1 BImSchG vermag die Anlagenbetreiber nicht davor zu schützen, dass sich der Gesetzgeber außerhalb des Immissionsschutzrechts dazu entschließt, nachträglich eigenständige energierechtliche Anforderungen aufzustellen, die sich auf die Ausnutzbarkeit der Anlagengenehmigung sachlich oder zeitlich einschränkend auswirken. Um solcherart Regelungen geht es jedoch hier, denn die Instrumente sind darauf gerichtet, die Transformation der Stromversorgung zu einem primär auf EE basierten System zielgerichtet zu steuern.

Das gilt ungeachtet dessen, dass die Instrumente klimapolitisch motiviert sind und zugleich auch unmittelbar der Verminderung von Treibhausgasemissionen dienen. Mit ihnen wird eine strukturelle Neuordnung des Stromversorgungssystems angestrebt. Die hinter ihnen stehenden Regelungsmotive schließen zwar die immissionsschutzrechtlich ebenfalls verfolgte Vorsorge vor dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen mit ein, so dass sich eine Überschneidung in der Zielsetzung ergibt. Zugleich gehen sie aber darüber hinaus, indem sie darauf gerichtet sind, die für die Bewältigung des Klimaschutzproblems im Strombereich entscheidenden energiewirtschaftlichen Strukturen umzugestalten – was im immissionsschutzrechtlichen Regelungssystem gar nicht möglich wäre.

Anders liegt es, sofern es um Regelungen geht, die ihrer Art und ihrem Inhalt nach an sich vom Regelungsbereich des § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG mit umfasst sind, wie es bei anlagenbezogenen Grenzwertbestimmungen und Energieeffizienzstandards der Fall wäre, da sich diese den immissionsschutzrechtlichen Grundpflichten nach § 5 BImSchG zuordnen ließen. Als nicht dem originären immissionsschutzrechtlichen Regelungsbereich zugehörig sind demgegenüber Vorgaben über Abschaltzeitpunkte, Restlaufzeiten oder Reststrommengen (mit/ohne Handelskomponente) sowie Flexibilitätsanforderungen einzuordnen.

Fraglich ist, wie im Hinblick auf den Vertrauensschutz die Option einzuordnen ist, Restemissionen für CO₂ festzulegen, ggf. auch verbunden mit der Möglichkeit eines Handels mit Restmengen.¹⁰⁵ Diese Option weist, da sie unmittelbar die CO₂-Emissionen zum Gegenstand erhebt, eine größere Nähe zum Immissionsschutzrecht auf als die von der Wirkung her gleiche Fixierung von Reststrommengen. Da es aber auch hier im Kern um die Umgestaltung des

¹⁰⁵ Vgl. Oei/Kempf u.a., DIW 2014, 603/608.

Stromversorgungssystem geht, spricht mehr für die Annahme, dass die Anlagenbetreiber wiederum keinen Vertrauensschutz geltend machen können – zumal Restemissionsmengen, erst recht mit Handelskomponente, auf andere Weise wirken als starre anlagenbezogene Grenzwerte, wie sie für das Immissionsschutzrecht prägend sind.

Vertrauen auf den dauerhaften Verzicht auf CO₂-Grenzwerte und Effizienzstandards?

Nicht ohne weiteres anwendbar sind diese abgrenzenden Überlegungen auf die Festlegung von anlagenbezogenen CO₂-Grenzwerten oder Energieeffizienzstandards, da diese – letztere seit 2001¹⁰⁶ – zu den Regelungsgegenständen der BImSchG-Genehmigung und daher zumindest zum potenziellen Anwendungsbereich von § 17 Abs. 1 BImSchG gehören. Insofern stellt sich die Ausgangslage etwas anders dar – womit jedoch nicht gesagt ist, dass diesen Optionen gegenüber ein uneingeschränkter Vertrauensschutz besteht:

Da Kohlendioxid nicht zu den klassischen Luftschadstoffen gehört und bis zur Schaffung des EU-Emissionshandels im Immissionsschutzrecht keine Rolle spielte, können sich die Betreiber älterer Kohlekraftwerke der Sache nach nicht darauf berufen, die Genehmigung hätte ihnen gegenüber den Eindruck vermittelt, es werde dauerhaft auf Regelungen zu CO₂-Grenzwerten verzichtet. Geändert hat sich das jedoch im Jahr 2004, als im Zuge der Bestimmungen zum Emissionshandel in § 5 Abs. 1 BImSchG eine Klausel eingefügt wurde, nach der eine Festlegung von CO₂-Grenzwerten im Rahmen der Genehmigung von dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen nicht erfolgt und für diese auch keine Energieeffizianzorderungen aufgestellt würden (heute § 5 Abs. 2 BImSchG). Bei Genehmigungen, die nach dem Inkrafttreten dieser Regelungen ausgesprochen wurden, ist es denkbar, dass die Anlagenbetreiber darauf Vertrauen entwickelt haben, dass es zu Grenzwertfestsetzungen für CO₂-Emissionen und Energieeffizianzorderungen nicht kommen werde.

Dafür spricht, dass den hinter den deutschen Regelungen stehenden Bestimmungen der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG (in ihrer damals geltenden Fassung¹⁰⁷) durchaus die Absicht entnommen werden kann, ein auf Dauer angelegtes eigenständiges Rechtsregime für den Emissionshandel aufzubauen (vgl. Art. 11 Abs. 1 der Richtlinie) – und geregelt wurde, dass im Hinblick darauf in der betreffenden Anlagengenehmigung keine CO₂-Grenzwerte festgesetzt werden (vgl. Art. 26 der Richtlinie, zugleich Art. 9 Abs. 1 der damals geltenden sog. IVU-Richtlinie¹⁰⁸). Weniger eindeutig ist das allerdings im Hinblick auf Effizienzstandards, denn die Aufstellung solcher wurde den Mitgliedstaaten in der betreffenden Bestimmung ausdrücklich nicht untersagt (vgl. Art. 26 der Richtlinie, zugleich Art. 9 Abs. 2 der damals geltenden sog. IVU-Richtlinie – siehe zum Ganzen unten 4.1).

Der Gesetzgeber hat mit den zitierten Sonderregelungen des BImSchG zwar keine Garantie dafür ausgesprochen, dass dauerhaft auf die bezeichneten Vorschriften im BImSchG verzichtet wird und die deshalb dazu führen würde, die Möglichkeit entsprechender nachträglicher Rechtsänderungen an sehr enge Voraussetzungen zu binden. Ungeachtet dessen ist anzuerkennen, dass sich aus den Regelungen eine gewisse Signalwirkung ableiten lässt, die es unter dem

¹⁰⁶ Änderungsgesetz vom 27. Juli 2001 (BGBl. I S. 1950).

¹⁰⁷ ABI. EU 2003 Nr. L 275, 32.

¹⁰⁸ ABI. EG 1996 Nr. L 257, 26 (Ursprungsfassung).

Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes geboten erscheinen lässt, auf die grundrechtlich geschützten der betroffenen Anlagenbetreiber ggf. besondere Rücksicht zu nehmen.

Folgerungen

Die Kraftwerksbetreiber können somit im Regelfall auf Grund der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung keinen spezifischen Vertrauensschutz gegenüber gesetzlichen Instrumenten zum zielgerichteten Kohleausstieg für sich in Anspruch nehmen, mit denen die Transformation zu einem EE-basierten Stromversorgungssystem gesteuert wird. Einzig gegenüber der Setzung von anlagenbezogenen CO₂-Grenzwerten und Energieeffizienzanforderungen ist auf die Belange der Anlagenbetreiber aus Gründen des Vertrauensschutzes erhöhte Rücksicht zu nehmen, dies aber auch nur für Investitionen, die nach dem Inkrafttreten des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes getätigt wurden.

3.2.3.4 Insbesondere: Rücksichtnahme auf wirtschaftliche Interessen

Im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung sind die wirtschaftlichen Interessen an der Nutzung des Eigentums bei der Interessenabwägung zur Angemessenheit zu berücksichtigen. Sie können darüber hinaus auch im Rahmen der Erforderlichkeit eine Rolle spielen.

Das Verhältnismäßigkeitsprinzip verlangt nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts zu Art. 14 GG nicht, dass die Wirtschaftlichkeit beeinflussende Auferlegungen des Gesetzgebers belastungsneutral oder gar gewinnbringend sein müssten.¹⁰⁹ Der grundrechtliche Eigentumsschutz kennt für Inhalts- und Schrankenbestimmungen im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG weder ein Gebot betriebswirtschaftlicher Neutralität noch gar ein Gebot zur Sicherstellung eines betriebswirtschaftlichen Gewinns.¹¹⁰

Im Rahmen der Neuordnung eines Rechtsgebiets steht dem Gesetzgeber grundsätzlich ein sehr weiter Gestaltungsspielraum zu. Weder der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit noch das Gebot des Vertrauensschutzes verpflichten den Gesetzgeber dabei zu einer Übergangsregelung, die jedem Betroffenen die Fortsetzung einer früheren Tätigkeit ohne Rücksicht auf deren Umfang gestattet.¹¹¹ Auch ein Recht darauf, von Neuregelungen verschont zu bleiben, bis einmal getätigte Investitionen sich vollständig amortisiert haben, besteht nicht.¹¹² Strengere Maßstäbe können nur angelegt werden, soweit sich aus einer konkreten Rechtsbestimmung ein qualifizierter, spezifischer Vertrauensschutzanspruch mit einer Art Garantiefunktion ergibt, wie

¹⁰⁹ Vgl. BVerfGE 102, 1/19 ff.; BVerfGE 100, 226/243; BVerfG NJW 1992, 361/361 f.

¹¹⁰ Eingehend Bürger/Klinski u.a., Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich (UBA Climate Change 11/2013), S. 122 ff. m.w.N.

¹¹¹ BVerfGE 68, 272/287.

¹¹² BVerwG ZUR 2009, S. 83, 85 (Rdnr. 41). Das BVerfG hat diese dezidierte Formulierung des BVerwG in seinem auf die Verfassungsbeschwerde gegen die Entscheidung des BVerwG ergangenen Kammerbeschluss nicht beanstandet, sondern vielmehr die Ausführungen des BVerwG zum Vertrauensschutz als „überzeugend“ titulierte (BVerfG-K NVwZ 2010, 771/777 (Rdnr. 84)).

er beispielsweise in auf die Zukunft gerichteten in sozialversicherungsrechtlichen Ansprüchen¹¹³ oder in der zwanzigjährigen Vergütungsgarantie des EEG¹¹⁴ erkannt werden kann. Ein solcher kann aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung – wie gezeigt – aber gerade nicht abgeleitet werden, namentlich nicht im Hinblick auf künftige energierechtliche Systementscheidungen. Ein Grundsatz, nach dem Anlagenbetreiber eingeräumte Rechtspositionen trotz Rechtsänderungen zu belassen seien und nur gegen Entschädigung entzogen werden dürften, ist dem BImSchG nicht zu entnehmen.¹¹⁵ Darin liegt kein Verstoß gegen Art. 14 Abs. 1 GG.¹¹⁶

In der Rechtsliteratur zum Atomausstieg werden großenteils strengere Maßstäbe angelegt. Häufig folgen sie der Annahme, die Regelungen zur Restlaufzeit müssten aus Gründen des Vertrauensschutzes die Amortisation des eingesetzten Kapitals und darüber hinaus eine gewinnträchtige Nutzungsdauer ermöglichen.¹¹⁷ Eine entsprechend vorsichtige Herangehensweise lag auch den Bestimmungen des sog. Atomausstiegsgesetzes aus dem Jahr 2001 zur (entschädigungslosen) Begrenzung der Laufzeiten der Kraftwerke zugrunde, mit denen sichergestellt werden sollte, „dass den Betreibern die Amortisation ihrer Investitionen ermöglicht wird und darüber hinaus ein angemessener Gewinn erzielt werden kann“¹¹⁸. Diesen Gedanken griffen erneut die Atomausstiegsregelungen der Energiewendegesetze aus dem Jahr 2011 auf.¹¹⁹

Mit einer derartigen Herangehensweise versucht der Gesetzgeber beim Atomausstieg offenkundig, jedes „Restrisiko“ einer möglichen Verfassungsklage auszuschließen. Die zugrunde liegenden Befürchtungen lassen sich indessen aus der Rechtsprechung der Verfassungs- und Verwaltungsgerichtsbarkeit nicht ableiten, die – auch in anderen Rechtsbereichen wie dem Denkmalschutzrecht¹²⁰, dem Mietrecht¹²¹ oder bei der Stellplatzpflicht¹²² – immer wieder zum Ausdruck bringt, dass den Eigentümern aus gewichtigen Gemeinwohlinteressen heraus Kostenbelastungen zugemutet werden können, die den Wert der Sache oder die Rentabilität ihrer Nutzung – auch wesentlich – mindern. Dem entsprechend wird auch in Verhältnismäßigkeitstatbeständen des Umweltrechts üblicherweise nicht danach gefragt, wie groß die Kostenbelastungen im Verhältnis zur wirtschaftlichen Kraft des Betroffenen sind, sondern ob die Kostenbelastungen außer Verhältnis zu dem mit der jeweiligen Rechtspflicht angestrebten Erfolg stehen (vgl. z.B. § 17 Abs. 2 Satz 1 BImSchG, § 7 Abs. 4 Satz 3 KrWG¹²³).¹²⁴

¹¹³ BVerfGE 102, 68/97 f.

¹¹⁴ Eingehend Klinski, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz (Rechtsgutachten, 2009), 28 f.

¹¹⁵ BVerwG NVwZ 2009, 1441/1442 (Rdnr. 22) m.w.N.

¹¹⁶ Ausdrücklich BVerfG-K NVwZ 2010, 771/772 (Rdnr. 35).

¹¹⁷ Dezidiert Stürer/Loges, NVwZ 2000, 9/14; Schmidt-Preuß, NJW 2000, 1524/1527.

¹¹⁸ BT-Drs. 14/6890, 16.

¹¹⁹ BT-Drs. 17/6070, 6.

¹²⁰ BVerfGE 100, 226/242 f.

¹²¹ Vgl. BVerfGE 11, 115/137; BVerfGE 27, 142/159; BVerfGE 112, 268/280 f.

¹²² BVerwG NVwZ 1993, 169/169 m.w.N. für die st. Rspr. Eingehend zur Stellplatzpflicht Klinski, Die novellierten Stellplatzvorschriften (2001), 93 ff.

¹²³ Gesetz für Förderung der Kreislaufwirtschaft und zur Sicherung der umweltverträglichen Beseitigung von Abfällen (KrWG) vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212).

¹²⁴ Eingehend Bürger/Klinski u.a., Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich (UBA Climate Change 11/2013), S. 126 ff. m.w.N.

Für eine Berücksichtigung der Amortisationschancen mag hier – wie auch beim Atomausstieg – sprechen, dass die betreffenden Grundstücke und Anlagen typischerweise einer anderweitigen Nutzung nur mit großem wirtschaftlichen und technischen Aufwand zugeführt werden könnten (ggf. auch gar nicht), so dass die Nutzungsmöglichkeiten durch die gesetzlichen Neuregelungen sehr massiv beeinträchtigt werden.¹²⁵ Das Verfassungsrecht gebietet eine Rücksichtnahme auf die wirtschaftlichen Interessen des Eigentümers – im Sinne des Zurücktretens der gesetzlichen Ziele oder einer Kompensation durch Entschädigung – aber nur, wenn und soweit sich der Betroffene auf Vertrauensschutz berufen kann. Als unangemessen können sich nur nachträgliche Rechtseinwirkungen erweisen, wenn die Betroffenen von Verfassungs wegen auf den Fortbestand des früheren Rechts vertrauen durften.¹²⁶ Schutzwürdig ist nur ein aus einem gesetzlichen Vertrauenstatbestand abgeleitetes Vertrauen.¹²⁷ Außerhalb eines gesetzlich gewährten Vertrauensschutzes nimmt das Recht den Wirtschaftsbeteiligten das unternehmerische Risiko nicht ab.

Der in der *hier* zu beurteilenden Rechtskonstellation maßgebende, von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ausgehende Vertrauensschutz reicht aber – wie aufgezeigt – gerade nicht so weit, dass auch ein Schutz vor außerhalb des von § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG umfassten (originär immissionsschutzrechtlichen) Regelungsbereiches ergehenden Rechtsänderungen beansprucht werden könnte.¹²⁸ Insoweit unterscheidet sich die Problematik rechtsstrukturell vom Atomausstieg, bei dem es ausschließlich um Vertrauensschutz in Bezug auf Änderungen desselben Rechtsgebiets ging, innerhalb dessen die Genehmigung erteilt wurde. Im hier zu betrachtenden Zusammenhang liegt es anders. Angesichts des Umstands, dass sich der Vertrauensschutz aus der BImSchG-Genehmigung nicht auf den Schutz vor Änderungen auf der Ebene energierechtlicher Systementscheidungen erstreckt, kann hier nicht davon ausgegangen werden, dass die angestrebten gesetzlichen Regelungen die Grenze der Unzumutbarkeit überschreiten, wenn durch die Regelungen einschließlich ihrer Übergangsbestimmungen eine (gewinnbringende) Amortisation nicht gewährleistet wird.

Zu beachten ist bei alledem jedoch, dass sich die Frage, wie weit der Gesetzgeber mit Belastungen aus Neuregelungen gehen kann, nicht nur auf der Angemessenheitsebene stellt, sondern auch in Bezug auf die Erforderlichkeit. Zulässig sind nur Rechtsänderungen, die sich mit Blick auf die gesetzliche Zielsetzung als erforderlich – also als das mildeste Mittel zur Erreichung des jeweiligen Zwecks – darstellen. Der Gesetzgeber ist folglich gehalten, die ihm im Rahmen der Angemessenheit gegebenen Spielräume nicht auszureizen, sondern nach Wegen zu suchen, die wirtschaftlichen Belastungen aus Eigentumsbeeinträchtigungen so gering zu halten, wie es ohne Wirkungsverlust im Hinblick auf die angestrebten gesetzlichen Ziele möglich ist. Das dürfte dazu führen, dass dem Interesse an einer (gewinnbringenden) Amortisation praktisch im Regelfall genüge getan werden kann, da es prioritär darauf ankommt, die besonders emissionsträchtigen und zugleich besonders unflexiblen älteren Kohlekraftwerke aus dem

¹²⁵ Vgl. etwa Stürer/Loges, NVwZ 2000, 9/13; kritisch Schlömer, ZNER 2014, 363/368.

¹²⁶ BVerfGE 122, 374 (Rdnr. 61); BVerfGE-K NVwZ 2010, 770/776 (Rdnr. 76).

¹²⁷ BVerwG NVwZ 2009, 1441/1443 (Rdnr. 37).

¹²⁸ So auch BVerfG-K NVwZ 2010, 770/774 (Rdnr. 45 f.), bestätigend BVerwG NVwZ 2009, 1441.

System zu nehmen, während jüngerer, in der Regel weniger problematischen Anlagen längere Auslaufzeiträume zugestanden werden können.

Für ältere, bereits (gewinnbringend) amortisierte Anlagen gilt ohnehin, dass die Anlagenbetreiber keinen Vertrauensschutz mehr genießen.¹²⁹ Hier kann mit relativ kurzen Übergangsregelungen operiert werden, durch die lediglich abgesichert wird, dass der Betrieb der Anlage auf geordnete Weise zu Ende geführt werden kann.

Ein strengerer Maßstab ist nur anzulegen, soweit sich Anlagenbetreiber auf einen gegenüber dem Regelfall erhöhten Vertrauensschutz berufen können. Das kann speziell für die Fallkonstellation angenommen werden, dass sich der Gesetzgeber entscheidet, CO₂-Grenzwerte oder Energieeffizienzstandards einzuführen, obwohl das BImSchG seit 2004 regelt, dass derartige Auferlegungen ausgeschlossen sind. Durch Genehmigung abgesicherte Investitionen in neue oder bestehende Anlagen, die im Vertrauen auf den dauerhaften Bestand dieser Regelungen vorgenommen wurden, dürften einen erhöhten Vertrauensschutz genießen, so dass der Gesetzgeber im Falle einer Wahl derartiger Instrumentenoptionen (CO₂-Grenzwerten oder Effizienzanforderungen) zur Vermeidung von Härten ggf. geeignete Regelungen treffen sollte.

Allgemein lässt sich aus dem Blickwinkel der Verhältnismäßigkeit im Übrigen empfehlen, die Möglichkeiten für Komponenten wie Tauschmöglichkeiten und Handelbarkeiten soweit auszuschöpfen, wie es zielgerecht sinnvoll und möglich ist (ggf. auch unter Ausschluss von klimaschädlichen Tausch-/Handelsoptionen). Denn mit ihnen kann von der Wirkungsweise her ein besonders schonender Übergang gestaltet werden, weil damit gerechnet werden kann, dass sich auf Basis der entstehenden Marktmechanismen eine vergleichsweise kostengünstige Belastungsverteilung einstellt.

3.2.3.5 Insbesondere: Übergangs- und Ausgleichsregelungen, Entschädigung

Inhalts- und Schrankenbestimmungen im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG sind grundsätzlich entschädigungslos hinzunehmen.¹³⁰ Maßnahmen, die für sich genommen die Zumutbarkeitsgrenze überschreiten würden, hat der Gesetzgeber durch geeignete Vorkehrungen zu vermeiden, abzumildern oder zu kompensieren. Dabei kommt sachlichen Übergangs- und Ausgleichsregelungen gegenüber solchen rein finanzieller Art grundsätzlich der Vorrang zu.¹³¹

Sofern sich der belastende Eingriff nicht ohnehin vermeiden lässt, ist der Gesetzgeber daher vorrangig gehalten, geeignete Übergangsregelungen zu treffen, wenn sich die betreffende Maßnahme ohne die Übergangsregelung im Lichte der gebotenen Gesamtabwägung nicht mehr als zumutbar darstellen würde.¹³² Als spezielle Arten von Übergangsregelungen lassen sich – wie eben erwähnt – insbesondere auch Möglichkeiten zum Austausch oder Handel von Restmengen einsetzen. Geht es speziell um die Berücksichtigung einzelner, besonders gelagerter Fälle, kommt stattdessen auch die Aufstellung geeigneter Ausnahmetatbestände oder Härtefallregelungen in Betracht. Nur für Fallgestaltungen, in denen die Zumutbarkeit nicht oder

¹²⁹ Ähnlich Schlömer, ZNER 2014, 363, 368 f.; Bruch/Greve, DöV 2011, 793/798.

¹³⁰ BVerwGE 134, 355 (Rdnr. 16).

¹³¹ Vgl. BVerfGE 100, 226/245 f. m.w.N.

¹³² Vgl. BVerfGE 100, 226/244.

nur unter unverhältnismäßigem Aufwand durch Übergangs- oder Ausnahmeregelungen hergestellt werden kann, darf der Gesetzgeber stattdessen den Weg einer Kompensation durch Entschädigung vorsehen.¹³³

Der Gesetzgeber muss demnach im ersten Schritt prüfen, ob es möglich ist, sowohl das gesetzliche Ziel als auch die Verhältnismäßigkeit durch sachbezogene Regelungen zu wahren. Sofern die Erreichung des gesetzlichen Ziels indes durch (denkbare) Übergangs- und Ausnahmeregelungen vereitelt oder wesentlich abgeschwächt würde, ist eine Kompensation durch Geldleistungen zulässig – und zugleich geboten, sofern anders die Verhältnismäßigkeit nicht sichergestellt werden kann.¹³⁴

In der vorliegend zu betrachtenden Situation wird der Gesetzgeber vermutlich allenfalls für besonders gelagerte Einzelfälle zu einer Entschädigungsregelung greifen müssen:

- Im Rahmen von individualisierenden Festlegungen über Abschaltzeitpunkte, Restlaufzeiten oder Restmengen an Strom bzw. CO₂ wird er auf die schützenswerten wirtschaftlichen Interessen der Kraftwerksbetreiber systematisch relativ einfach Rücksicht nehmen können, weil es möglich ist und nahe liegt, bei der Bemessung der maßgeblichen Zeiträume bzw. Strommengen das Betriebsalter und damit auch die Dauer der Möglichkeit zum wirtschaftlichen Anlagenbetrieb zu berücksichtigen. Besonders gelagert können hierbei Fälle sein, in denen eine vorzeitige Außerbetriebnahme der Sache nach besonders dringlich ist, die Anlage aber noch relativ jung ist oder in jüngerer Vergangenheit erhebliche Investitionen getätigt wurden, die sich bei kurzfristiger Außerbetriebnahme nicht mehr (gewinnbringend) amortisieren lassen. Hierfür ist genauer zu prüfen, ob im Lichte der Zielsetzungen eine Härtefallausnahme oder eine Entschädigung in Betracht zu ziehen ist.
- Als etwas schwieriger stellt sich die Ausgangslage für die nachträgliche Auferlegung von für die einzelnen Anlagen geltenden Anforderungen über CO₂-Grenzwerte, Energieeffizienzstandards oder Flexibilitätsanforderungen dar, da diese Anforderungen grundsätzlich auch bei jüngeren Anlagen einzuhalten wären, so dass mit einer gewissen Zahl von Fällen zu rechnen sein dürfte, in denen die Investitionen noch relativ weit von einer Amortisation entfernt sind. Insoweit muss auch unter Berücksichtigung des Gleichheitsgrundsatzes (siehe unten, 3.5) geprüft werden, ob hierauf durch die Bildung von differenzierenden Fallgruppen oder Härtefallausnahmen reagiert oder mit Entschädigungen operiert werden sollte (und darf).

3.2.4 Sonderfrage: Verbotenes Einzelfallgesetz?

Im Zusammenhang mit Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG stellt sich die weitere Frage, ob in bestimmten Regelungstypen ein nach Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG verbotenes Einzelfallgesetz zu erkennen ist. Nach dieser Vorschrift muss ein Gesetz, durch welches nach dem GG ein Grundrecht eingeschränkt werden kann, „allgemein und nicht nur für den Einzelfall gelten“.

¹³³ Eingehend BVerfGE 100, 226/245 f. m.w.N.

¹³⁴ Vgl. BVerfGE 83, 201/212 f.; BVerfGE 126, 331/363 f.

Auf den ersten Blick scheint das bei Regelungen der Fall zu sein, die auf der gesetzlichen Ebene individualisierend festlegen, welches Kraftwerk zu welchem Zeitpunkt vom Netz zu nehmen ist oder über eine bestimmte Restlaufzeit bzw. Restmenge an Strom bzw. CO₂ verfügt.

Der Eindruck, dass hierin ein Verstoß gegen Art. 19 Abs. 1 Satz 1 GG liegen könnte, täuscht jedoch. Das Bundesverfassungsgericht interpretiert die Vorschrift einschränkend dahin, dass dem Gesetzgeber lediglich verboten wird, „aus einer Reihe gleichartiger Sachverhalte willkürlich einen Fall herauszugreifen“¹³⁵. Nicht gemeint ist demgegenüber die Regelung eines Einzelfalles, „wenn der Sachverhalt so beschaffen ist, dass es nur einen Fall dieser Art gibt und die Regelung dieser singulären Sachverhalte von sachlichen Gründen getragen ist“¹³⁶.

Sofern der Gesetzgeber eine Art Ausstiegsplan aus der Kohlenutzung entwirft, innerhalb dessen für einzelne Kraftwerke bzw. Blöcke konzeptionell begründet differenzierende Regelungen getroffen werden, kann darin folglich keine verbotene Einzelfallregelung liegen.¹³⁷

3.2.5 Konsequenzen

Nach alledem kann im Hinblick auf das Eigentumsgrundrecht zusammenfassend festgestellt werden:

- Die Aufstellung nachträglicher Anforderungen an genehmigte Kraftwerke und die Festlegung von laufzeitbegrenzenden Regelungen für einzelne Kraftwerke sind Inhalts- und Schrankenbestimmungen nach Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG zu qualifizieren, nicht als Enteignungen im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG.
- Zu den eigentumskräftig geschützten Rechten zählt neben dem privaten Eigentum an den Grundstücken und Kraftwerken insbesondere auch die immissionsschutzrechtliche Genehmigung, da ihr eine vertrauensschützende Funktion innewohnt.
- Die in den Regelungen liegende Nutzungsbeschränkung für das Eigentum ist durch die gesetzlichen Ziele des Klimaschutzes und der Transformation des Energieversorgungssystems als herausragende Gemeinwohlbelange hinreichend legitimiert.
- Die Vertrauensschutzfunktion der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung erstreckt sich nur auf den Bereich des Immissionsschutzrechts im engeren Sinne, nicht auch auf den Fortbestand der Regelungen in anderen Rechtsgebieten. Namentlich konnte auf Grundlage der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung kein schützenswertes Vertrauen darauf gebildet werden, dass es der Gesetzgeber auf Dauer unterlässt, im Bereich des Energierechts Einfluss darauf zu nehmen, auf welche Energieträger die zukünftige Stromversorgung gestützt werden soll.

¹³⁵ BVerfGE 25, 371/399.

¹³⁶ BVerfGE 25, 371/399; BVerfGE 85, 360/374.

¹³⁷ Überzeugend für den Parallellfall der Laufzeitbegrenzungen beim Atomausstieg Bruch/Greve, DöV 2011, 793/799.

- Die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber sind in der Gesamtabwägung bei der Prüfung der Angemessenheit (Zumutbarkeit) zu berücksichtigen, grundsätzlich jedoch nicht geeignet, sich hierin gegen die überwiegenden Gemeinwohlinteressen durchzusetzen. Ein Anspruch darauf, von Neuregelungen verschont zu bleiben, bis einmal getätigte Investitionen sich vollständig (gewinnbringend) amortisiert haben, lässt sich in der vorliegenden Rechtskonstellation aus Art. 14 Abs. 1 GG auch unter dem Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes nicht herleiten.
- Stärker ausgeprägt ist der Vertrauensschutz speziell im Hinblick auf den Nichterlass von CO₂-Grenzwerten und Energieeffizienzanforderungen, soweit es um Anlagen geht, die nach der Änderung des BImSchG im Zuge der Einführung des Emissionshandels (2004) Genehmigungen oder nachträgliche Anordnungen ergangen sind.
- Für ältere, bereits (gewinnbringend) amortisierte Anlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagenbetreiber sich ohnehin nicht mehr auf einen Vertrauensschutz berufen können.
- Zulässig sind allerdings nur Rechtsänderungen, die sich mit Blick auf die gesetzliche Zielsetzung als erforderlich – also als das mildeste Mittel zur Erreichung des jeweiligen Zwecks – darstellen. Das dürfte dazu führen, dass dem Interesse an einer (gewinnbringenden) Amortisation praktisch im Regelfall genüge getan werden kann, da es von der Zielsetzung her ohnehin naheliegt, zunächst die meist besonders emissionsträchtigen älteren Kraftwerke aus dem System zu nehmen.
- Ein Anspruch auf Entschädigung kann und muss nur für diejenigen Fallgestaltungen vorgesehen werden, in denen trotz der vorrangig gebotenen Übergangs- und Ausnahmeregelungen unzumutbare wirtschaftliche Belastungen verbleiben. Praktisch dürfte das allenfalls in wenigen Ausnahmekonstellationen der Fall sein.

3.3 Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)

3.3.1 Eingriff in den Schutzbereich

Das Grundrecht der Berufsfreiheit hat sich in den letzten Jahrzehnten zu dem für die unternehmerische Betätigung praktisch wichtigsten Grundrecht entwickelt. Hintergrund dessen ist einerseits, dass die Vorschrift auch den Beruf des „Unternehmers“ in seinen verschiedenen Varianten schützen soll, andererseits der Umstand, dass es zahlreiche Einwirkungen des Staates auf die Betätigung von Unternehmen gibt. Da die unternehmerische Betätigung als Gegenstand der Berufsfreiheit begriffen wird, stellen sich derartige Einwirkungen des Staates verfassungsrechtlich als Beeinträchtigungen der Berufsfreiheit dar.

In Abgrenzung zur Eigentumsfreiheit schützt die Berufsfreiheit nicht den erworbenen Bestand (an Eigentum oder eigentumskräftigen Rechten), sondern die Möglichkeiten des (künftigen) Erwerbs durch berufliche Betätigungen.¹³⁸ Anknüpfend an die Prüfung des Schutzbereichs für

¹³⁸ Klarstellend BVerfGE 95, 173/187 f. m.w.N.

das Eigentum (siehe oben, 3.2.1) geht es im Schwerpunkt bei denjenigen Instrumentenoptionen um die Vereinbarkeit mit Art. 12 GG, mit denen nicht auf ein vorhandenes eigentumskräftiges Recht eingewirkt wird, sondern darauf, wie groß die Chancen sind, ein Produkt am Markt zu verwerten. Weder Art. 14 GG noch Art. 12 GG ist demgegenüber betroffen, wenn weder ein Eingriff in den Eigentumsbestand vorliegt noch eine Regelung, die spezifisch auf eine berufliche Betätigung zielt; in diesem Falle kommt Art. 2 Abs. 1 GG in seiner Funktion als Auffang-Grundrecht zum Tragen.¹³⁹ Dabei sieht das Bundesverfassungsgericht nicht jede Beeinflussung der beruflichen Tätigkeit als ausreichend an, um einen Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG anzunehmen, sondern hält insofern eine „objektiv berufsregelnde Tendenz“ für nötig.¹⁴⁰

- Entscheidend ist Art. 12 GG daher insbesondere für die verschiedenen Varianten von Kontingentierungsregelungen, da diese sich nicht direkt auf einzelne Anlagen beziehen, sondern die Gesamtheit der Marktteilnehmer treffen, deren Tätigkeit sich darauf richtet, Strom aus Kohle am Markt verwerten wollen.
- Einschlägig ist Art. 12 Abs. 1 GG auch bei finanziell ansetzenden Instrumenten, soweit mit ihnen auf den Wettbewerb am Strommarkt eingewirkt werden soll. Zwar geht das Bundesverfassungsgericht bei Steuern und Abgaben für den Regelfall davon aus, dass nicht der Schutzbereich des Art. 14 oder des Art. 12 GG berührt ist, sondern das allgemeine Freiheitsgrundrecht aus Art. 2 Abs. 1 GG.¹⁴¹ Ausnahmsweise sind sie aber dann als Beeinträchtigungen von Art. 12 Abs. 1 GG anzusehen, wenn ihnen insofern eine berufsregelnde Tendenz zukommt, als die von ihnen ausgehende Belastung in erheblicher Weise auf die Ausübung bestimmter spezifischer beruflicher Tätigkeiten zielt.¹⁴² Von einer Berührung des Schutzbereichs von Art. 12 Abs. 1 GG ist daher auszugehen für Instrumente wie Mindest-Zertifikatepreise oder spezielle Abgaben auf Emissionszertifikate.

Im Übrigen kann Art. 12 GG auch bei denjenigen Instrumenten Relevanz haben, die in ihrem Schwerpunkt in Art. 14 GG eingreifen. Beide Grundrechte grenzen sich zwar von der Schutzrichtung her ab, schließen sich aber nicht gegenseitig aus.

Nach dem Wortlaut des Art. 12 Abs. 1 GG könnte man meinen, die Vorschrift unterscheide streng zwischen der in Satz 1 angesprochenen „Berufswahl“ und der von Satz 2 erwähnten „Berufsausübung“. Das Bundesverfassungsgericht legt die Bestimmung ihrem Sinn und Zweck entsprechend etwas anders aus. Es sagt, es handele sich grundsätzlich um ein einheitliches Grundrecht der freien Wahl und Ausübung von Berufen. Allerdings stellt das Gericht auf der Ebene der Legitimation und der Verhältnismäßigkeit von Eingriffen wesentlich darauf ab, ob in der Eingriff seiner Art und Intensität nach lediglich Aspekte der Berufsausübung betrifft oder so weit geht, die Berufswahl einzuschränken.¹⁴³ An Beeinträchtigungen auf der Ebene der Berufswahl stellt es erheblich höhere Anforderungen als an bloße Berufsausübungsregelungen.

¹³⁹ BVerfGE 110, 370/393; BVerfGE 124, 235/242.

¹⁴⁰ BVerfGE 97, 228/254; BVerfGE 47, 1/21.

¹⁴¹ BVerfGE 110, 370/393; BVerfGE 124, 235/242.

¹⁴² In diesem Sinne BVerfGE 98, 83/97; BVerfGE 111, 191/214.

¹⁴³ Grundlegend BVerfGE 7, 377/400 ff.

3.3.2 Rechtfertigung und Verhältnismäßigkeit

Im Hinblick auf die Rechtfertigung und die Verhältnismäßigkeit ist nach der (älteren) sog. Stufenlehre des Bundesverfassungsgerichts danach zu differenzieren, ob es um einen Eingriff in die Berufsausübung, um an subjektiven Merkmalen ansetzende Eingriffe in die Berufswahl oder an objektiven Merkmalen ansetzende Eingriffe in die Berufswahl geht. Eine (objektive) Beschränkung der Freiheit der Berufswahl würde vor Art. 12 Abs. 1 GG nur durch herausragende Erfordernisse des Gemeinwohls legitimierbar sein, während eine Beschränkung der Berufsausübungsfreiheit grundsätzlich durch jede sachliche Gemeinwohlerwägung getragen werden könnte, sofern sich diese im Hinblick auf die konkrete Ausgestaltung als verhältnismäßig erweist.¹⁴⁴ In Zweifelsfällen betrachtet das Bundesverfassungsgericht die Stufenlehre aber weniger starr und stellt entscheidend auf die konkrete Eingriffstiefe ab. Je stärker mit der jeweiligen Regelung in die beruflichen Tätigkeitsmöglichkeiten eingegriffen wird, desto höher sind die Anforderungen an ihre Legitimation – wobei es in der Abwägung tragend darauf ankommt, welches normative Gewicht den jeweils verfolgten gesetzlichen Zielen zukommt.¹⁴⁵

Für einige der hier betrachteten Instrumentenoptionen kommt eine Qualifizierung als Regelungen zur Berufswahl in Betracht. Denn mit Instrumenten, die darauf hinauslaufen, dass die Herstellung von Strom aus Kohle generell nicht mehr zulässig ist, wird eine bisher vorhandene Art der beruflichen Tätigkeit abgeschafft. Nimmt man an, das Betreiben eines Kohlekraftwerks stelle einen eigenständigen Beruf dar, so läge hierin eine objektive – da von subjektiven Merkmalen des Betreibers unabhängige – Regelung zu Berufswahl, die nur durch herausragende Beweggründe des Gemeinwohls gerechtfertigt werden kann. Handelt es sich bei der jeweiligen Tätigkeit nicht um einen eigenständigen Beruf, sondern lediglich um eine Modalität der Berufsausübung, so wäre der Eingriff demgegenüber nicht als Regelung zur Berufswahl zu qualifizieren und in der Regel an geringere Verhältnismäßigkeitsanforderungen geknüpft.¹⁴⁶

Die Abschaffung der Möglichkeit, Kohlekraftwerke für die öffentliche Stromversorgung zu betreiben ist nach hiesiger Auffassung eher nicht als Regelung der Berufswahl zu begreifen, weil das Betreiben speziell eines Kohlekraftwerks nicht als eigenständiger Beruf aufzufassen sein dürfte. Das Bundesverfassungsgericht sieht es als typisch für eigenständige Berufe an, dass es für ihn eine eigenständige Berufsausbildung gibt.¹⁴⁷ Mit diesem Regelbeispiel wird die Zuordnungsfrage zwar für anders gelagerte Fälle nicht abschließend geklärt. Es wird jedoch deutlich, dass sich eigenständige Berufe typischerweise danach unterscheiden lassen, ob für ihre Ausübung spezielle Qualifikationen erforderlich sind. Die Energieversorgungsunternehmen betreiben meist unterschiedliche Arten von Kraftwerken. Prägend für das Berufsbild der Kraftwerksbetreiber ist das unternehmerische Tun, die Erzeugung und der Vertrieb von Strom – und nicht, welche Einsatzstoffe sich dafür jeweils verwenden. Für den Betrieb des Kraftwerks mögen die Betreiber speziell geschultes Personal benötigen, für die Führung des Unternehmens

¹⁴⁴ Grundlegend BVerfGE 7, 377/414; BVerfGE 21, 245/251; BVerfGE 77, 308/33.

¹⁴⁵ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 12 Rdnr. 37 sowie Rdnr. 39 m.w.N.

¹⁴⁶ Eingehend Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 12 Rdnr. 39 und 45 m.w.N.

¹⁴⁷ BVerfGE 119, 59/78 f.

benötigen sie in erster Linie allgemeines betriebswirtschaftliches Know-how. Damit spricht Überwiegendes dagegen, hier einen Eingriff in die Berufswahl anzunehmen.¹⁴⁸

Ungeachtet dessen ist aber nicht von der Hand zu weisen, dass eine ganz erhebliche Eingriffstiefe vorliegt, die eine Anwendung von (zumindest) ähnlich hohen Verhältnismäßigkeitsmaßstäben nahe legt. Von daher mag die Zuordnungsfrage hier dahinstehen – zumal sich auch bei einer Einordnung als Berufswahlregelung keine durchgreifenden verfassungsrechtlichen Hindernisse zeigen:

Bei den hier diskutierten Regelungskonzepten kann sich der Gesetzgeber, motiviert durch konkrete Erwägungen der Klimaschutzpolitik, auf das „Staatsziel Umweltschutz“ aus Art. 20a GG stützen, weil es ihm, auch im Interesse der zukünftigen Generationen, um den Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen geht. Damit liegt ein herausragendes Gemeinwohlziel von Verfassungsrang vor, welches auch einen schwerwiegenden Eingriff in die Berufswahl zu rechtfertigen geeignet ist.¹⁴⁹

Angesichts des außerordentlich großen Gewichts der hier verfolgten Regelungsziele kann kein ernstlicher Zweifel daran bestehen, dass sich die betreffenden Regelungen in der Verhältnismäßigkeitsprüfung auch durchsetzen würden. Insofern kann auf die Überlegungen zur Verhältnismäßigkeit im Hinblick auf das Eigentumsgrundrecht verwiesen werden (siehe oben, 3.2.3), denen gegenüber sich aus Art. 12 GG keine weitergehenden Anforderungen ergeben.

Einer gesonderten Betrachtung bedarf im Hinblick auf die Rechtfertigung als Eingriff in Art. 12 GG die spezielle Konstellation der Inanspruchnahme Dritter für öffentliche Zwecke, die hier bei finanziell wirkenden Instrumenten eine Rolle spielen kann:

3.3.3 Sonderfall: Inanspruchnahme Dritter für öffentliche Zwecke

Eine spezielle Problematik des Eingriffs in die Berufsfreiheit kann sich ergeben, wenn Wirtschaftsakteure dazu verpflichtet werden, bestimmte öffentliche Aufgaben wahrzunehmen oder sich an deren Finanzierung zu beteiligen. Derartige Fälle ordnet das Bundesverfassungsgericht als Indienstnahme Privater für öffentliche Zwecke ein. Beispiele dafür sind etwa die Pflicht zur unentgeltlichen Beförderung Schwerbehinderter durch Nahverkehrsunternehmen¹⁵⁰, die Verpflichtung von Arbeitgebern zur Erstattung von Arbeitslosengeld gegenüber dem Arbeitsamt nach der Entlassung¹⁵¹ oder zur Gewährung von Bildungsurlaub¹⁵² sowie die Indienstnahme der Tabakindustrie für Zwecke der Volksgesundheit durch Verpflichtung zum Aufdrucken von Warnhinweisen¹⁵³

¹⁴⁸ So auch für das Betreiben eines Kernkraftwerks Bruch/Greve, DöV 2011, 793/799.

¹⁴⁹ Vgl. BVerfGE 128, 1/41 ff. (insb. Rdnr. 151 und 243).

¹⁵⁰ BVerfGE 68, 155/170.

¹⁵¹ BVerfGE 81, 156/197 f.

¹⁵² BVerfGE 77, 308/337.

¹⁵³ BVerfGE 95, 173/187.

Zur Legitimation fordert das Bundesverfassungsgericht bei der Inanspruchnahme Privater für öffentliche Zwecke eine „besondere Sach- und Verursachungsnahe“ des herangezogenen Dritten zu der zu bewältigenden Aufgabe.¹⁵⁴ Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung ist in Umsetzung des Verhältnismäßigkeitsprinzips im Übrigen darauf zu achten, dass unter mehreren gleichwertigen Alternativen die jeweils am wenigsten belastende gewählt und insgesamt keine unangemessen große Belastung entsteht.

3.4 Allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG)

Die „allgemeine Handlungsfreiheit“ aus Art. 2 Abs. 1 GG stellt jedes menschliche Tun oder Unterlassen unter Schutz, sofern es nicht vom Schutzbereich eines anderen Grundrechts erfasst wird.¹⁵⁵ Damit schützt es auch vor der Belastung mit Nachteilen aller Art, die nicht anderweitig grundrechtlich geschützt sind, etwa vor Zahlungspflichten gegenüber dem Staat in Gestalt von Steuern oder anderen Abgaben, sofern diesen kein spezifischer Einschlag im Hinblick auf andere Grundrechte, insbesondere auf das Eigentumsgrundrecht oder auf die Berufsfreiheit zu eigen ist.¹⁵⁶

Rechtsdogmatisch hat die „allgemeine Handlungsfreiheit“ den Status eines „Auffang-Grundrechts“, auf das nur insoweit zurückgegriffen wird, als nicht schon der Schutzbereich eines spezielleren Grundrechts berührt ist. Da (bzw. sofern) mit den im vorliegenden Zusammenhang diskutierten Instrumenten ganz überwiegend entweder in Art. 14 Abs. 1 GG oder in Art. 12 Abs. 1 GG eingegriffen wird, hat es im hiesigen Kontext keine Bedeutung. Als lediglich in Art. 2 Abs. 1 GG eingreifende Instrumente sind hier lediglich Steuern und Abgaben anzusehen, die nicht in spezifischer Weise bestimmte Wirtschaftsakteure treffen, sondern die Allgemeinheit. Das gilt im Grunde nur für denkbare Modifikation der Energiesteuer oder der Stromsteuer, soweit den Modifikationen keine ausgeprägte Lenkungsfunktion zur Wahl des Energieträgers innewohnt. Praktisch dürfte das nur der Fall sein können, soweit es um die Abschaffung von bestehenden Privilegien für Kohle im Rahmen der Energiesteuer geht (siehe dazu unten, 3.6.3.1).

Aus dem Verhältnismäßigkeitsgebot folgen im Anwendungsbereich des Art. 12 Abs. 1 GG keine strengeren Anforderungen, als sie für Art. 14 Abs. 1 GG erörtert wurden (siehe oben, 3.2.3). Im Gegenteil kann auf Grundlage der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass seine Schutzwirkung schwächer ausgeprägt ist, sofern in das Grundrecht nicht im Einzelfall besonders schwerwiegend eingegriffen wird.¹⁵⁷ Dafür ist hier nichts ersichtlich.

¹⁵⁴ Vgl. BVerfGE 68, 155/170; BVerfGE 81, 156/197 f.; BVerfGE 77, 308/337; BVerfGE 95, 173/187; ähnlich BVerfGE 75, 108/159 („spezifische Solidaritäts- und Verantwortungsbeziehung“).

¹⁵⁵ Grundlegend BVerfGE 6, 32/37.

¹⁵⁶ BVerfGE 91, 207/221.

¹⁵⁷ Vgl. BVerfGE 6, 32/37 ff.

3.5 Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG)

Für alle Instrumentenoptionen ist im Übrigen als Querschnittsgrundrecht der allgemeine Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) zu beachten. Er ist namentlich dort von Bedeutung, wo es um den Zuschnitt des Adressatenkreises von Verpflichtungen, um die Zuordnung von Verpflichtungsanteilen oder um unterschiedliche Begünstigungs- oder Belastungswirkungen geht (die z.B. auch auf Grund von Pauschalisierungen oder Kategorisierungen entstehen können).

3.5.1 Prüfungsmaßstäbe

Der Gleichheitsgrundsatz verbietet es, ohne hinreichende Rechtfertigung wesentlich Gleiches ungleich oder wesentlich Ungleiches gleich zu behandeln. Das BVerfG fragt insofern danach, ob sich der jeweils verfolgte Differenzierungszweck im Lichte der Ungleich- bzw. Gleichbehandlungswirkungen als verhältnismäßig erweist.¹⁵⁸

Zu beachten ist, dass das Bundesverfassungsgericht je nach Art und Schwere der Ungleichbehandlung differenzierte Prüfungsmaßstäbe für die Zulässigkeit von Ungleichbehandlungen anlegt. Differenzierungen bedürfen stets einer „Rechtfertigung durch Sachgründe, die dem Differenzierungsziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind“.¹⁵⁹ Weiter führt das Bundesverfassungsgericht in seiner Entscheidung zum bayerischen Betreuungsgeld unter Bezugnahme auf frühere Entscheidungen aus:¹⁶⁰

„Hinsichtlich der verfassungsrechtlichen Anforderungen an den die Ungleichbehandlung tragenden Sachgrund ergeben sich aus dem allgemeinen Gleichheitssatz je nach Regelungsgegenstand und Differenzierungsmerkmalen unterschiedliche Grenzen für den Gesetzgeber, die von gelockerten auf das Willkürverbot beschränkten Bindungen bis hin zu strengen Verhältnismäßigkeitserfordernissen reichen können [...]. Dem Gesetzgeber kommt im Bereich der gewährenden Staatstätigkeit für die Abgrenzung der begünstigten Personenkreise grundsätzlich ein weiter Gestaltungsspielraum zu [...]. Eine strengere Bindung des Gesetzgebers kann sich allerdings aus den jeweils betroffenen Freiheitsrechten ergeben [...]. Zudem verschärfen sich die verfassungsrechtlichen Anforderungen, je weniger die Merkmale, an die die gesetzliche Differenzierung anknüpft, für den Einzelnen verfügbar sind [...] oder je mehr sie sich denen des Art. 3 Abs. 3 GG annähern [...].“

Einen tendenziell großzügigen Prüfungsmaßstab wendet das Gericht demnach an, soweit es um Unterschiedsbehandlungen auf der Ebene von *Begünstigungen* geht, auf die kein grundrechtlicher Anspruch besteht. In derartigen Fällen hat der Gesetzgeber einen großen Gestaltungs- und Beurteilungsspielraum, so dass Ungleichbehandlungen nur unzulässig sind, wenn kein vernünftiger sachlicher Grund ersichtlich ist (Maßstab der „Willkürprüfung“).

Bei Unterschiedsbehandlungen auf der Ebene von *Belastungen*, wenn es also um die Auferlegung von Verpflichtungen geht, ist das Gericht strenger und prüft die Ungleichbehandlung auf

¹⁵⁸ Grundlegend BVerfGE 55, 72/88.

¹⁵⁹ BVerfGE 130, 240 (Rdnr. 40).

¹⁶⁰ BVerfGE 130, 240 (Rdnr. 42, mit zahlreichen – hier nicht abgedruckten – Nachweisen für die ständige Rechtsprechung).

ihre Verhältnismäßigkeit. Dabei müssen die Rechtfertigungsgründe für die Unterschiedsbehandlung besonders gewichtig sein, wenn es um Differenzierungen zwischen Personengruppen geht¹⁶¹ oder wenn sich die Ungleichbehandlung auf die Ausübung grundrechtlich geschützter Freiheiten nachteilig auswirken kann.¹⁶² Das gilt vom Ansatz her für alle hier diskutierten Optionen an Instrumenten.

3.5.2 Gebot der Folgerichtigkeit

Bei Unterschiedsbehandlungen auf der Belastungsebene fordert das Bundesverfassungsgericht vom Gesetzgeber die Einhaltung des *Gebots der Folgerichtigkeit*. In seinem Nichttraucherschutz-Urteil fasst das Gericht den Inhalt dieses Gebot wie folgt zusammen:¹⁶³

„Hat sich der Gesetzgeber aufgrund des ihm zukommenden Spielraums zu einer bestimmten Einschätzung des Gefahrenpotenzials entschlossen, auf dieser Grundlage die betroffenen Interessen bewertet und ein Regelungskonzept gewählt, so muss er diese Entscheidung auch folgerichtig weiterverfolgen. Gefahreinschätzungen sind nicht schlüssig, wenn identischen Gefährdungen in demselben Gesetz unterschiedliches Gewicht beigemessen wird (vgl. BVerfGE 107, 186/197).“

Für den vorliegenden Kontext führt der Folgerichtigkeitsgrundsatz dazu, dass der Gesetzgeber darauf achten muss, differenzierende Regelungen konsequent an den jeweils verfolgten Zielen auszurichten. Soweit Ausnahmen vorgesehen werden, müssen diese durch eine spezifische Rechtfertigung getragen sein und in der getroffenen Regelung einen widerspruchsfreien Ausdruck finden.

3.5.3 Generalisierungen, Pauschalierungen, Typisierungen

Von praktischer Bedeutung ist im Hinblick auf den Gleichheitsgrundsatz weiter die spezielle Frage, ob und ggf. inwieweit bei den neuen Regelungen generalisiert, typisiert oder pauschaliert werden darf. Das ist etwa für die Setzung von Schwellenwerten, Fristen oder Restmengen sowie insbesondere für den Zuschnitt der Adressatenkreise von bestimmten Verpflichtungen relevant.

In seiner steuerrechtlichen Entscheidung zur sog. Entfernungspauschale erläutert das Bundesverfassungsgericht seine – auch auf sonstige Rechtsbereiche grundsätzlich übertragbare¹⁶⁴ – Haltung zu Typisierungen, Pauschalierungen und Generalisierungen unter Bezugnahme auf seine ständige Rechtsprechung wie folgt:¹⁶⁵

„Jede gesetzliche Regelung muss verallgemeinern. Bei der Ordnung von Massenerscheinungen ist der Gesetzgeber berechtigt, die Vielzahl der Einzelfälle in dem Gesamtbild zu

¹⁶¹ Grundlegend BVerfGE 89, 365/376.

¹⁶² BVerfGE 112, 164/174.

¹⁶³ BVerfGE 121, 317/374 (Rdnr. 135).

¹⁶⁴ Vgl. Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 3 Rdnr. 29 m.w.N.

¹⁶⁵ BVerfG NJW 2009, 48/50 (Rdnr. 60 mit zahlreichen – hier nicht abgedruckten – Nachweisen für die ständige Rechtsprechung).

erfassen, das nach den ihm vorliegenden Erfahrungen die regelungsbedürftigen Sachverhalte zutreffend wiedergibt [...]. Auf dieser Grundlage darf er grundsätzlich generalisierende, typisierende und pauschalierende Regelungen treffen, ohne allein schon wegen der damit unvermeidlich verbundenen Härten gegen den allgemeinen Gleichheitssatz zu verstoßen [...]. Typisierung bedeutet, bestimmte in wesentlichen Elementen gleich geartete Lebenssachverhalte normativ zusammenzufassen. Besonderheiten, die im Tatsächlichen durchaus bekannt sind, können generalisierend vernachlässigt werden. Der Gesetzgeber darf sich grundsätzlich am Regelfall orientieren und ist nicht gehalten, allen Besonderheiten jeweils durch Sonderregelungen Rechnung zu tragen [...] Die gesetzlichen Verallgemeinerungen müssen allerdings auf eine möglichst breite, alle betroffenen Gruppen und Regelungsgegenstände einschließende Beobachtung aufbauen [...]. Insbesondere darf der Gesetzgeber für eine gesetzliche Typisierung keinen atypischen Fall als Leitbild wählen, sondern muss realitätsgerecht den typischen Fall als Maßstab zugrunde legen [...].“

Insbesondere bei der Wahl und dem Zuschnitt des Adressatenkreises von verpflichtenden Regelungen, aber auch bei der Setzung von Schwellenwerten sowie zeitlichen und sachlichen Tatbestandsmerkmalen hat der Gesetzgeber somit darauf zu achten, realitätsnahe Typisierungen zu bilden, in denen die gesetzlichen Hauptziele wie auch die jeweiligen Nebenziele (z.B. zur Gewähr von Ausnahmen aus Gründen der Verhältnismäßigkeit) einen folgerichtigen Ausdruck finden.

Gut denkbar sind in diesem Sinne etwa Differenzierungen zwischen Braunkohle- und Steinkohle (u.U. auch eine generelle Beschränkung auf Braunkohle), zwischen Anlagen mit höheren oder niedrigeren CO₂-Emissionen oder zwischen Anlagen unterschiedlichen Betriebsalters (bzw. unterschiedlichen Genehmigungszeitpunkts).

3.6 Finanziell wirkende Instrumente – Vereinbarkeit mit dem Finanzverfassungsrecht

3.6.1 Finanziell wirkende Instrumentenoptionen und Varianten

Die verschiedenen Möglichkeiten der Konstruktion finanziell wirkender Instrumente zur (unterstützenden) Steuerung des Transformationsprozesses im System der Stromversorgung wurden bisher nur angedeutet, sind aber noch nicht näher differenziert betrachtet worden.

Um sie einer überschaubaren Prüfung auf ihre Zulässigkeit zuführen zu können, ist es auf Grundlage der finanzverfassungsrechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll, sie systematisch danach zu unterscheiden, welchen Besteuerungsgegenstand sie jeweils haben und an wen die Einnahmen jeweils gehen.

In Betracht kommen als Besteuerungsgegenstand einerseits Energie in ihren verschiedenen Erscheinungsarten, andererseits CO₂-Emissionen und ihre Äquivalente. Innerhalb der beiden Hauptgruppen kommen unter Umständen Differenzierungen nach sachlichen Kriterien in Betracht, z.B. nach Brennstoffarten oder Emissionsfaktoren. Für die rechtliche Einordnung bedeutsamer ist, an wen die jeweiligen Einnahmen gehen – nämlich an den allgemeinen öffentlichen Haushalt, an einen Sonderfonds oder an private Dritte (wie die Netzbetreiber). Je nachdem, ergeben sich unterschiedliche Konsequenzen für die Einordnung unter den Abgabenarten und – darauf basierend – für ihre finanzverfassungsrechtliche Zulässigkeit.

Vom *Gegenstand* her lassen sich grundsätzlich folgende Optionen unterscheiden:

1. Erhebung eines Geldbetrags auf den Verbrauch von Brennstoffen (Primärenergie) – diese Abgabenart existiert in Gestalt der Energiesteuer bereits –,
2. Erhebung eines zwischen verschiedenen Brennstoffen differenzierenden Geldbetrages auf den Verbrauch von Strom (als Endenergie) – auch diese Abgabenart existiert bereits, hier in Gestalt der Stromsteuer –,
3. Erhebung eines Geldbetrags auf die Erzeugung oder auf die Einspeisung von Strom,
4. Erhebung eines Geldbetrages auf CO₂-Emissionen,
5. Erhebung eines Geldbetrages auf den Erwerb oder den Verbrauch (die Löschung) von Emissionszertifikaten (auch in Gestalt eines Zusatzbetrages zur Erreichung eines Mindestpreises denkbar),

Auf der *Einnahmeseite* bestehen praktisch drei Möglichkeiten:

1. Vereinnahmung im öffentlichen Haushalt des Bundes,
2. Vereinnahmung in einem besonderen Fonds,
3. Vereinnahmung durch Private – hier durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Für die finanzverfassungsrechtliche Qualifikation ist die *Einnahmeseite* entscheidend.

3.6.2 Die zulässigen Abgabenarten im Finanzverfassungsrecht

3.6.2.1 Allgemeines

Im deutschen Rechtssystem stehen dem Staat unter dem Oberbegriff der „Abgaben“ grundsätzlich drei Arten von Geldleistungspflichten zur Verfügung, die in unterschiedlicher Weise auch zur Verwirklichung von Lenkungs Zwecken genutzt werden können: Steuern, gegenleistungsabhängige Abgaben und sonstige nichtsteuerliche Abgaben. Der allgemeine Begriff „Abgaben“ ist neutraler Oberbegriff für alle Arten von Geldleistungspflichten gegenüber dem Staat. Für die Abgrenzung ist hervorzuheben, dass es entscheidend nicht auf die Bezeichnung durch den Gesetzgeber ankommt. Maßgebend ist vielmehr allein der materielle Kern der jeweiligen Regelung.¹⁶⁶

Um zu prüfen, ob eine durch staatliche Regelung angeordnete Geldleistungspflicht als (möglicherweise unzulässige) Art der Abgabe anzusehen ist, ist im ersten Schritt zu klären, ob es sich überhaupt um eine als (öffentliche) Abgabe zu qualifizierende Geldleistungspflicht handelt. Das ist nach Auffassung des Bundesverfassungsgerichts nur der Fall, wenn eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand erreicht wird¹⁶⁷ - mit anderen Worten: wenn es sich um eine Geldleistungspflicht *gegenüber dem Staat* handelt. Dementsprechend hebt auch der BGH in seinen verschiedenen Entscheidungen über die Vergütungspflichtregelungen des

¹⁶⁶ BVerfGE 55, 274/304 f.; BVerfGE 67, 256/276; BVerfGE 92, 91/114.

¹⁶⁷ BVerfG-K NJW 1997, 573.

Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) 1990¹⁶⁸, des StrEG 1998 und des EEG 2000¹⁶⁹ sowie des EEG 2012¹⁷⁰ darauf ab, ob eine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand vorliegt, verneint dies und kommt in der Konsequenz zu dem Ergebnis, dass das Finanzverfassungsrecht durch die Vergütungspflichten nicht berührt werde.

Liegt eine Abgabe gegenüber dem Staat vor, so ist festzustellen, ob es sich der Art nach um eine Steuer, eine gegenleistungsabhängige Abgabe oder eine sonstige nichtsteuerliche Abgabe (= „Sonderabgabe im weiteren Sinne“¹⁷¹) handelt. Sollte Letzteres der Fall sein, so ist schließlich zu untersuchen, ob die Abgabe als sog. Sonderabgabe mit Finanzierungszweck (= „Sonderabgabe im engeren Sinne“¹⁷²) zu qualifizieren ist und daher den für diese entwickelten (strengen) Zulässigkeitskriterien des Bundesverfassungsgerichts folgen muss – oder ob der Finanzierungszweck hinter einer besonderen Ausgleichs- und Lenkungsfunktion zurücktritt, so dass die strengen Kriterien für Sonderabgaben keine Anwendung finden.

3.6.2.2 Steuern

Die *Steuer* gilt als das klassische Mittel zur Finanzierung der staatlichen Haushalte. Das Grundgesetz definiert den Steuerbegriff allerdings nicht, sondern setzt ihn voraus. Es knüpft insoweit an den hergebrachten, auch in der Abgabenordnung (AO) gebrauchten Steuerbegriff an.¹⁷³ Danach sind Steuern „Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft; die Erzielung von Einnahmen kann Nebenzweck sein“ (§ 3 Abs. 1 AO). Wesentliches Definitionsmerkmal der Steuern ist demnach, dass sie der Deckung des allgemeinen Finanzbedarfs des Gemeinwesens dienen. Sie sollen nach dem Grundgesetz das Regelinstrument der Finanzierung des Gemeinwesens darstellen, weshalb auch häufig von der Bundesrepublik Deutschland als einem „Steuerstaat“ gesprochen wird.¹⁷⁴

Nach der herrschenden Auffassung in der Rechtslehre verfügt der Bund nicht über ein „Steuererfindungsrecht“ (häufig auch „Steuerfindungsrecht“ bezeichnet).¹⁷⁵ Präziser müsste man an

¹⁶⁸ BGHZ 134, 1/27 ff.

¹⁶⁹ BGH ZUR 2003, 411/413 sowie 414.

¹⁷⁰ BGH, Urt. v. 25. Juni 2014 – VIII ZR 169/13 –, ZUR 2014, 562.

¹⁷¹ So BVerfG NVwZ 2009, 837/838.

¹⁷² So ausdrücklich BVerfGE 122, 316 (Rdnr. 99).

¹⁷³ Instruktiv zum verfassungsrechtlichen Steuerbegriff Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Bd. 3 Art. 105 Rdnr. 2 ff.; Vogel/Walter, in: BK-GG, Vorbem. Art. 104a – 115 (Stand: 2009 / Kommentierung 1997), Rdnr. 373 ff., 394 m.w.N.

¹⁷⁴ Vgl. BVerfGE 93, 319/342; BVerfGE 91, 186/201; BVerfGE 82, 159/178; BVerfGE 78, 249/266f.

¹⁷⁵ Eingehend Seer, in: Tipke/Lang, Steuerrecht, § 2 Rdnr. 4 f. m.w.N.; Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Bd. 3 Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.; Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 106 Rdnr. 2 m.w.N.; Maunz, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. sowie Art. 106 Rdnr. 20 m.w.N.; Kube, in: BeckOK GG, Art. 105 Rdnr. 42.

sich von einem „Steuerarten-Erfindungsrecht“ sprechen, weil es nicht um das Verbot der Erhebung neuer einzelner *konkreter* Steuern geht, sondern um ein Verbot, eine Steuer zu schaffen, die sich ihrer *Art* nach der im Grundgesetz vorgegebenen Steuertypologie entzieht.¹⁷⁶

Die herrschende Auffassung wird damit begründet, dass das Grundgesetz einen abschließenden Katalog von zulässigen Steuerarten erkennen lasse, die jeweils auf Bundes-, Landes- oder Gemeindeebene erhoben werden können (vgl. Art. 105 GG) und für deren Erträge das Grundgesetz im Einzelnen festgelegt hat, wer über sie verfügen darf („Ertragskompetenz“, vgl. Art. 106 GG). Für nicht vom Katalog des Art. 106 GG positiv umfasste Steuern fehlte es nämlich an einer Norm, aus der sich ergeben würde, wem die Erträge aus der neuen Steuer zustehen.¹⁷⁷ Die Erfindung durch Art. 106 GG nicht abgedeckten Steuerarten durch den Bund bringe daher das differenziert zwischen Bund, Ländern und Kommunen austarierte Gefüge der steuerlichen Gesetzgebungs- und Ertragskompetenzen ins Ungleichgewicht.¹⁷⁸ Auch wenn diese Auffassung von Seiten des BVerfG bislang keine ausdrückliche Bestätigung erfahren hat und in der Rechtsliteratur nicht unumstritten ist¹⁷⁹, kann sie doch bei der Konzeption neuer steuerlicher Instrumente nicht einfach übergangen werden. Sie verfügt innerhalb der Rechtslehre – erst recht nach der letzten Föderalismusreform – eine derart dominante Stellung, dass es ein hohes Risiko wäre, gleichwohl eine neue Steuer einzuführen, bei der von vornherein klar ist, dass sie sich keiner der allgemein anerkannten Steuerarten zuordnen lässt. Das gilt jedenfalls dann, wenn sich die diskutierte neue Steuer noch aus anderen Gründen grundlegend von den bisher anerkannten Steuerarten unterscheidet.

Legt man der Prüfung in konservativem Verständnis die herrschende Auffassung zugrunde, so kann eine neue Steuer nur in Betracht kommen, wenn sie sich rechtssicher einer der Kategorien „Verbrauchssteuern“, „Verkehrssteuern“ oder „Aufwandsteuern“ zuordnen lässt.

- Unter einer *Verbrauchssteuer* versteht das Bundesverfassungsgericht eine Steuer, die auf den Verbrauch von konsumierbaren Gütern erhoben wird.¹⁸⁰ Verbrauchssteuern sind „Warensteuern, die den Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum baldigen Verzehr oder kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs belasten“.¹⁸¹ Sie zielen damit auf den konsumtiven Verbrauch als Indikator für die Zahlungsfähigkeit der (End-) Verbraucher.¹⁸² Zu den typischen Merkmalen der heute vorzufindenden Verbrauchssteuern gehört, dass sie in der Regel bei demjenigen Unternehmer erhoben wer-

¹⁷⁶ In diesem Sinne ausdrücklich Maunz, in: Maunz/Dürig, GG, Art. 105 Rdnr. 46; ähnlich Kube, in: BeckOK GG, Art. 105 Rdnr. 42.

¹⁷⁷ Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.

¹⁷⁸ Vgl. nur Seer, in: Tipke/Lang: Steuerrecht, § 2 Rdnr. 4 f. m.w.N.; Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Art. 105 Rdnr. 46 f. m.w.N.; Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 106 Rdnr. 2 m.w.N.

¹⁷⁹ Kritisch insb. Wendt, in: HdStR Bd. VI (3. Auflage 2006), § 139 Rz. 29 f., Tipke, Steuerrechtsordnung, Bd. 3, S. 1325, 1353 ff.

¹⁸⁰ BVerfGE 14, 76/96; BVerfGE 27, 375/384.

¹⁸¹ BVerfGE 98, 106/123 (Kommunale Verpackungssteuern).

¹⁸² Jachmann, in: v. Mangoldt/ Klein/ Starck, GG III, Art. 105 Rdnr. 58 m.w.N.; vgl. auch BVerfG NJW 1984, 785/786.

den, der das Verbrauchsgut für die allgemeine Nachfrage anbietet, aber auf Überwälzung auf den Letztverbraucher angelegt sind.¹⁸³ So liegt es etwa bei der Energiesteuer, die bei den Herstellern bzw. Importeuren der Brennstoffe eingezogen und von diesen an die Endverbraucher weitergegeben wird. Strittig ist, ob eine Verbrauchsteuer auch in einer Ausgestaltung zulässig wäre, nach der die Steuer nicht auf Überwälzbarkeit angelegt ist, sondern direkt beim Endverbraucher erhoben wird.¹⁸⁴ Richtigerweise dürfte dies anzunehmen sein. Für ein derartiges Verständnis lässt jedenfalls das Bundesverfassungsgericht Raum, wenn es ausspricht, dass Verbrauchsteuern (lediglich) „in der Regel“ auf Überwälzung vom Steuerschuldner auf die Verbraucher angelegt sind.¹⁸⁵ Die Frage ist aktuell Gegenstand der Auseinandersetzung um die Verfassungsmäßigkeit der 2011 eingeführten Kernbrennstoffsteuer. Einige Finanzgerichte¹⁸⁶ – nicht alle¹⁸⁷ – stehen auf dem Standpunkt, da die Steuer direkt bei den die besteuerten Brennstoffe einsetzenden Unternehmen ansetze, sei sie nicht auf Überwälzung auf die Endverbraucher angelegt und daher keine zulässige Verbrauchsteuer; die Fragestellung wurde deshalb dem BVerfG zur Entscheidung vorgelegt.¹⁸⁸

- Im Gegensatz zur Verbrauchsteuer knüpft die *Verkehrssteuer* nicht an einen Verbrauchs- oder Nutzungsvorgang an, sondern an einen Akt oder Vorgang des Rechtsverkehrs.¹⁸⁹ Gelegentlich wird von ihnen daher auch als „Rechtsverkehrssteuern“ gesprochen, die sich von den Verbrauchsteuern danach unterscheiden, ob spezifische verbrauchsfähige Güter oder spezifische Rechtspositionen besteuert werden sollen.¹⁹⁰ Belastet wird hier die im Abschluss spezieller Arten von Rechtsgeschäften zum Ausdruck kommende Leistungsfähigkeit des Steuerschuldners.¹⁹¹ Für Verkehrssteuern gilt als typisch, dass der Steuertatbestand beide Vertragspartner des jeweiligen Rechtsgeschäfts erfasst.¹⁹² Als Bemessungsmaßstab werden dem Belastungsgrund entsprechend typischerweise wertbezogene Kriterien verwandt.¹⁹³ Allseits anerkannte Beispiele für Verkehrssteuern sind die Versicherungssteuer und die Grunderwerbssteuer.¹⁹⁴

¹⁸³ Vgl. BVerfGE 98, 106/123 f.; BVerfGE 110, 274/294, Rdnr. 62 ff. (Ökosteuer).

¹⁸⁴ Eingehend Hidién, in: BK-GG, Art. 106 Rdnr. 1413 ff. m.w.N.; vgl. auch Heintzen, in: von Münch/Kunig, GG, Bd. 3, Art. 105 Rdnr. 56 m.w.N.

¹⁸⁵ BVerfGE 98, 106/124.

¹⁸⁶ So FG Hamburg, ZUR 2012, 54; FG München, ZUR 2012, 555; vgl. BFH, DStRE 2012, 53.

¹⁸⁷ FG Baden-Württemberg, ZUR 2012, 252.

¹⁸⁸ FG Hamburg, ZUR 2012, 54; eingehend zum Ganzen Wernsmann, NVwZ 2011, 1367 ff.; Martini, ZUR 2012, 219 f.; Bruch/Greve, BB 2012, 234 ff.

¹⁸⁹ Grundlegend BVerfGE 16, 64/73; zur Abgrenzung zu den Verbrauchsteuern Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 247 m.w.N.; ferner Heintzen, in: v. Münch/Kunig, GG, Art. 106 Rdnr. 19.

¹⁹⁰ Einleuchtend Hidién, in: BK-GG, Art. 106 Rdnr. 1425.

¹⁹¹ Jachmann, in: v. Mangoldt/Klein/Starck, GG III, Art. 105 Rdnr. 55 m.w.N.

¹⁹² Vgl. BVerfGE 98, 106/124. Ferner Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 247 m.w.N.

¹⁹³ Vgl. Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 248.

¹⁹⁴ Vgl. Heintzen, in: von Münch/Kunig, GG, Art. 106 Rdnr. 24; Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 248 m.w.N.

- *Aufwandsteuern* belasten ihrerseits wie die Verbrauchsteuer den privaten Konsum. Belastungsgrund ist bei ihnen die in der Finanzierung eines Aufwands zum Ausdruck kommende persönliche wirtschaftliche Leistungsfähigkeit.¹⁹⁵ Allerdings beziehen sie sich nicht auf den *Verbrauch* von Gütern, sondern auf bestimmte Vorgänge des Gebrauchs.¹⁹⁶ Das Bundesverwaltungsgericht beschreibt die Aufwandsteuer als Besteuerung „von – in der Regel nicht verbrauchsfähigen – Gütern oder Dienstleistungen“.¹⁹⁷ Auch das Bundesverfassungsgericht verwendet in seiner Entscheidung zur Zweitwohnungssteuer eine entsprechend weite, sich auch auf die Inanspruchnahme von Dienstleistungen erstreckende Begriffsdefinition.¹⁹⁸ Als Anknüpfungspunkt der Aufwandsteuer gilt das Halten eines Gegenstandes, seine Verwendung oder ein tatsächlicher oder rechtlicher Zustand.¹⁹⁹ Anerkannte Praxisbeispiele für Aufwandsteuern sind z.B. auf Gemeindeebene die Hundesteuer, die Zweitwohnungssteuer²⁰⁰, die Jagdsteuer²⁰¹ oder die Vergnügungssteuer²⁰².

Nachdem lange Zeit weitgehend Unklarheit darüber herrschte, inwieweit der Gesetzgeber im Steuerrecht anderweitige Ziele als die Vereinnahmung von Geldmitteln für die Finanzierung des Gemeinwesens zum Tragen bringen kann, ist diese Frage seit einiger Zeit nicht mehr ernstlich strittig. Das Bundesverfassungsgericht erkennt in mittlerweile ständiger Rechtsprechung an, dass der steuerrechtliche Gesetzgeber grundsätzlich nicht gehindert ist, außerfiskalische Förderungs- und Lenkungsziele aus Gründen des Gemeinwohls zu verfolgen.²⁰³ Das gilt sowohl für Differenzierungen hinsichtlich der Festsetzung von Steuertarifen als auch in Bezug auf die Festlegung von Verwendungszwecken. Unzulässig sind Zweckbindungen erst, wenn durch sie die Dispositionsfreiheit des Haushaltsgesetzgebers unvertretbar eingeengt wird.²⁰⁴

Hinsichtlich der Höhe der Steuersätze ist einerseits das Gebot der Belastungsgleichheit²⁰⁵ zu beachten, andererseits das sog. Erdrosselungsverbot.

- Das aus Art. 3 Abs. 1 GG abgeleitete Gebot der Belastungsgleichheit besagt in vertikaler Hinsicht, dass die Besteuerung niedriger Einkommen im Vergleich zur Belastung höherer Einkommen gerecht ausgestaltet werden muss.²⁰⁶ In horizontaler Hinsicht müssen Steuerpflichtige mit gleicher Leistungsfähigkeit gleich hoch belastet werden.

¹⁹⁵ BVerfGE 16, 65/74; BVerfG NJW 1984, 785/786.

¹⁹⁶ Vgl. Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 240 m.w.N.; Jachmann, in: v. Mangoldt/Klein/Starck, GG III, Art. 105 Rdnr. 62 f.

¹⁹⁷ BVerwGE 98, 272/281 (Kommunale Verpackungssteuern).

¹⁹⁸ Vgl. BVerfG NJW 1984, 785/785 f. m.w.N.

¹⁹⁹ BVerfG NJW 1984, 785; vgl. Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 240.

²⁰⁰ BVerfG NJW 1984, 785.

²⁰¹ BVerfG NVwZ 1989, 1152.

²⁰² BVerfGE 40, 56; vgl. auch Kirchhof, in: HdStR Bd. V (2007), § 118 Rdnr. 240.

²⁰³ Eingehend BVerfGE 93, 121/147; BVerfGE 99, 280/296; BVerfGE 105, 73/112; BVerfGE 116, 164/182.

²⁰⁴ BVerfGE 110, 274/294.

²⁰⁵ BVerfGE 105, 73/126: zum Ganzen Jarass, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 3 Rdnr. 44 ff. m.w.N.

²⁰⁶ BVerfGE 107, 27/46 f.

Im Übrigen geht es insoweit um die Folgerichtigkeit steuerlicher Regelungen, die dadurch zu gewährleisten ist, dass Einzelregelungen entweder aus dem jeweiligen Zielkonzept ableitbar oder als Ausnahme davon durch eigenständig tragfähige spezifische Erwägungen gerechtfertigt sein müssen.²⁰⁷

- Das sog. Erdrosselungsverbot ist verletzt, wenn sich aus der Höhe der Steuer ergibt, dass der Steuertatbestand nicht erfüllt werden soll (die Steuer ihrer Höhe nach also wie ein Verbot des besteuerten Verhaltens wirkt).²⁰⁸

Als steuerliches Instrument zur Unterstützung des Transformationsprozesses im Stromsektor kommt einerseits eine Modifikation bestehender Steuern (der Energiesteuer und/oder der Stromsteuer) in Betracht, andererseits auch die Schaffung einer neuen Steuer auf die Erzeugung bzw. die Einspeisung von Strom aus bestimmten Brennstoffen sowie auf CO₂-Emissionen, CO₂-Zertifikate oder deren Äquivalente.

3.6.2.3 Gegenleistungsbezogene Abgaben

Die Zulässigkeit von gegenleistungsbezogenen Abgaben ist allgemein anerkannt. Sie sind legitimiert durch ihren Gegenleistungscharakter (Entgeltcharakter). Maßgebliches Kennzeichen ist, dass mit ihnen ein dem jeweiligen Abgabenschuldner vom Staat individuell zugeführter Vorteil abgegolten wird. Grundtypen sind die Gebühren und Beiträge (sog. Vorzugslasten), wobei das Bundesverfassungsgericht weitergehend auch die Zuführung individueller rechtlicher Vorteile als gegenleistungsfähig anerkennt (z.B. die Gewähr der Grundwassernutzung im Rahmen eines Grundwassernutzungsregimes).²⁰⁹ Sie können ihrer Funktionsweise nach als Abschöpfungsabgaben bezeichnet werden.²¹⁰

Konkrete Modelle einer gegenleistungsabhängigen Abgabe kommen im vorliegenden Zusammenhang allerdings nicht in Betracht.

3.6.2.4 Sonderabgaben

Alle anderen Abgaben nichtsteuerlicher Art können als Sonderabgaben im weiteren Sinne betrachtet werden. Sie sind für das Finanzverfassungsrecht untypisch, weil sie im Grundgesetz an sich nicht vorgesehen sind. Zentrales Unterscheidungskriterium von den Steuern ist, dass die Einnahmen nicht zur allgemeinen Verwendung in die öffentlichen Haushalte fließen, sondern in eigenständige Haushalte („Fonds“) oder zwar in öffentliche Haushalte gehen, dort aber nicht zur freien Verfügung stehen, sondern ausschließlich für bestimmte Zwecke verwendet werden dürfen.²¹¹ Im letztgenannten Fall ist für die Einordnung zu beachten, dass eine Beschränkung von Verwendungszwecken auch bei Steuern vorkommen kann. Ob es sich um eine

²⁰⁷ BVerfGE 105, 73/126.

²⁰⁸ BVerfGE 16, 147/161; BVerfGE 38, 61/80 f.

²⁰⁹ Grundlegend BVerfGE 93, 319/343 ff.

²¹⁰ Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 105 Rdnr. 17 (die Begrifflichkeit ist allerdings nicht allgemein anerkannt).

²¹¹ Vgl. BVerfGE 101, 141/148.

Steuer oder eine Sonderabgabe handelt, entscheidet sich in diesen Fällen danach, ob die Abgabe den verfassungsrechtlich vorgesehenen Steuerarten zugeordnet werden kann oder nicht.

Tendenziell als kritisch stuft das Bundesverfassungsgericht Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion ein.²¹² Sie werden auch als Finanzierungs-Sonderabgaben oder als Sonderabgaben im engeren Sinne bezeichnet. Die Bezeichnungen in der Rechtsliteratur sind nicht immer deckungsgleich, auch weil es in dieser Hinsicht mitunter Interpretations- und Wertungsunterschiede gibt. Die Kernkriterien für die Zulässigkeit von Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion sind:

- Die in Anspruch genommene Gruppe muss durch eine gemeinsame, in der gesellschaftlichen Wirklichkeit vorgefundene Interessenlage oder durch besondere Gegebenheiten von der Allgemeinheit und anderen Gruppen abgrenzbar sein; es muss sich in diesem Sinne um eine homogene Gruppe handeln (Gruppenhomogenität).
- Die Erhebung der Sonderabgabe setzt eine spezifische Beziehung zu dem mit der Abgabe verfolgten Zweck voraus (Sachnähe); die belastete Gruppe muss dem verfolgten Zweck evident näher stehen als jede andere Gruppe oder die Allgemeinheit; hieraus muss eine besondere Gruppenverantwortung für die Erfüllung der zu finanzierenden Aufgabe entspringen (Gruppenverantwortung).
- Schließlich muss das Aufkommen im Interesse der Gruppe der Abgabepflichtigen „gruppennützig“ verwendet werden. Insoweit reicht es aus, wenn die Mittel im überwiegenden Interesse der Gesamtgruppe verwendet werden.²¹³

In der Rechtsprechung sind allerdings auch diverse nichtsteuerliche Abgaben als verfassungskonform akzeptiert worden, ohne dass es dabei auf die strengen Zulässigkeitskriterien für Sonderabgaben im engeren Sinne ankommen würde. Insbesondere Ausgleichsabgaben (auch: „Ersatzabgaben“) können das finanzverfassungsrechtliche Gefüge nicht gefährden, weil sie nur von denjenigen erhoben werden, die einer an sich bestehenden sachlichen Pflicht nicht nachkommen. Sie stehen deshalb den gegenleistungsabhängigen Abgaben von der Funktion her nahe. Anerkannt sind in diesem Sinne unter anderem die nach Landesrecht häufig statuierten naturschutzrechtlichen Ausgleichsabgaben²¹⁴, die Fehlbelegungsabgabe in der Wohnungswirtschaft²¹⁵, die bauordnungsrechtliche Stellplatzablösung²¹⁶ sowie die Schwerbehindertenabgabe²¹⁷. Ihnen ist gemein, dass sie in Fällen erhoben werden, in denen der Adressat eine an sich primär bestehende gesetzliche Verpflichtung nicht erfüllt. Als Ausgleich für die Nichterfüllung wird er zur Zahlung eines Geldbetrages herangezogen, der seinerseits dafür verwandt wird, zur Erreichung der mit der Primärpflicht verfolgten Zwecke auf andere Weise beizutragen.

²¹² BVerfGE 101, 141/148: Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 105 Rdnr. 9 m.w.N.

²¹³ Grundlegend BVerfGE 55, 274/307 f.

²¹⁴ Vgl. z.B. § 12b des Niedersächsischen Naturschutzgesetzes (NNatG).

²¹⁵ BVerfGE 78, 249/266 ff.

²¹⁶ BVerfG NVwZ 2009, 837/837.

²¹⁷ Dazu eingehend BVerfGE 57, 139 (insb. 165 ff.).

Praktisch wird mit ihnen so – ähnlich wie bei den gegenleistungsbezogenen Abgaben – ein Sondervorteil abgeschöpft.²¹⁸

Zum Teil werden in der Rechtsliteratur noch weitere Arten der Sonderabgabe für zulässig erachtet.²¹⁹ Deren rechtliche Einordnung und Bewertung kann aber nicht als gesichert angenommen werden.²²⁰

Im hier betrachteten Zusammenhang ist es im Sinne einer Sonderabgabe insbesondere denkbar, einen Fonds einzurichten, der durch von den Betreibern der Kohlekraftwerke (oder generell der fossilen Kraftwerke) erhobene Geldleistungsbeträge gespeist wird und zur Deckung eines Teilbetrages der EEG-Umlage oder einer anderen sinnvollen Finanzierungsaufgabe der Energiewende verwendet wird (z.B. für den Netzausbau).

3.6.2.5 Geldleistungspflichten unter Privaten

Die Auferlegung von Geldleistungspflichten, die Private gegenüber anderen Privaten zu erfüllen haben, berührt das Finanzverfassungsrecht nicht, weil es hier nicht zu Einnahmen seitens des Staates oder einer ihm zuzuordnenden Institution kommt (siehe bereits oben, 3.6.2.1). Es fehlt an einer Aufkommenswirkung für die öffentliche Hand, die für die Einordnung als öffentliche Abgabe konstitutiv ist.

Die Zulässigkeit derartiger Regelungen stellt sich in erster Linie als ein auf der grundrechtlichen Ebene zu klärendes Problem dar, denn mit einer derartigen Verpflichtung werden bestimmte Wirtschaftsbeteiligte mit der Finanzierung einer Aufgabe belastet, die an sich eine öffentliche Aufgabe ist. Auf Grundlage der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts wäre eine derartige Regelung als Indienstnahme Privater für öffentliche Zwecke einzuordnen, die ihrerseits durch eine besondere Rechtfertigung getragen sein muss (siehe oben, 3.3.3). Finanzverfassungsrechtlich sind solcherart Modelle unproblematisch, weil die im Grundgesetz festgeschriebene, sensible föderalistische Architektur der staatlichen Einnahmen und Ausgaben nicht berührt wird.²²¹

Als Geldleistungspflicht unter Privaten wäre eine Pflicht der Erzeuger von Kohlestrom (oder allgemeiner: fossil erzeugtem Strom) zu betrachten, die an die Netzbetreiber zu entrichten ist. In diesem Sinne ist es beispielsweise denkbar, eine Regelung zu schaffen, nach der ein auf die Einspeisung von fossil erzeugtem Strom ins öffentliche Netz ein Geldbetrag zu entrichten ist, der den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur Abdeckung eines Teilbetrages der EEG-Umlage oder zur Finanzierung einer anderen Aufgabe im Zusammenhang mit dem Transformationsprozess des Energiesystems zufließt.

²¹⁸ Vgl. Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 105 Rdnr. 17 m.w.N.

²¹⁹ Vgl. Germelmann, in: GewArch 2009, 476/478 ff.; Brandt, in: Seefeldt u.a., Fachliche und juristische Konzeption eines haushaltsunabhängigen Instruments für erneuerbare Wärme (2013), Anhang 7.3, S. 145 ff.

²²⁰ Eingehend Bürger/Klinski u.a., Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich (UBA Climate Change 11/2013), S. 110 ff.

²²¹ Dezidiert zum EEG 2012 BGH, Urt. v. 25. Juni 2014 – VIII ZR 169/13 –, ZUR 2014, 562; ferner schon BVerfG-K, NJW 1997, 573; BGH ZUR 2003, 411/413 f.; BGHZ 134, 1/27 ff. (zum StrEG 1990). Zum Ganzen auch Bürger/Klinski, a.a.O. S. 106 ff.

3.6.3 Zulässigkeit von Instrumentenoptionen steuerlicher Art

3.6.3.1 Besteuerung des Verbrauchs von Primärenergie / Energiesteuer

Mittels der Besteuerung des Einsatzes von Kohle als Primärenergieträger ist es möglich, den bislang sehr niedrigen Gestehungspreis für Kohlestrom zu erhöhen. In der Wirkung käme das einer Erhöhung des Zertifikatepreises für die CO₂-Emissionen der Kohleverstromung gleich – weshalb der Modellansatz in der Literatur als Ausgestaltungsvariante eines „CO₂-Mindestpreises“ diskutiert wird.²²² Wahrgenommen wird diese Möglichkeit unter den EU-Staaten bislang in den Niederlanden und in Großbritannien („Carbon Price Floor“), wobei sich die Konditionen im Einzelnen recht stark unterscheiden. In den Niederlanden bewegt sich die Höhe der Steuer auf die Kohleverstromung bei einem Preisäquivalent von knapp 5 €/t CO₂, in Großbritannien bei gestaffelt ansteigenden Beträgen zwischen (umgerechnet) ca. 5 und ca. 21 €/t CO₂.²²³

Da es dem deutschen Steuergesetzgeber grundsätzlich frei steht, Steuersätze unter umweltpolitischen Lenkungs Gesichtspunkten zu staffeln, könnte er die Tarife der Energiesteuer für Kohle neben einer einheitlichen Besteuerung auch etwa zwischen verschiedenen Kohlearten (Braunkohle, Steinkohle) oder den jeweiligen spezifischen Emissionsfaktoren für CO₂ staffeln. Eine Differenzierung nach einer dieser Varianten empfiehlt sich auch deshalb, weil der besonders CO₂-intensive Braunkohlestrom am Markt wesentlich billiger angeboten wird als Steinkohlestrom – und entsprechend der gesetzlichen Motivation gerade Braunkohlestrom als problematisch angesehen wird.

Die Besteuerung würde zur Anhebung des Angebotspreises für Kohlestrom im Stromhandel führen und den bislang wegen der günstigen Kohlestrompreise bestehenden Kaufanreiz mindern. Auf die Einsatzreihenfolge der Merit Order würde das in der Regel keinen Einfluss haben, weil die Unterschiede zwischen den Angebotspreisen der verschiedenen Stromerzeugungsarten zwar kleiner würden, aber nicht vollständig nivelliert. Innerhalb der Merit Order würden sich die Verhältnisse jedoch insoweit ändern, als (außerhalb der Zeiträume, in denen ausschließlich EE-Strom benötigt wird) der in der Merit Order gebildete Preis ansteigen würde²²⁴. Dadurch würde sich in der Folge auch die durch die EEG-Umlage auszugleichende Differenz zwischen dem Börsenpreis für EEG-Strom und dem beanspruchten Vergütungssatz verkleinern. Denn für den von den ÜNB (verpflichtend) und den Direktvermarktern an der Börse angebotenen EEG-Strom ist stets der Merit-Order-Preis erzielbar. Steigt dieser, so steigen auch die Einnahmen der ÜNB für den EEG-Strom.

Eine Besteuerung von Primärenergie existiert in Deutschland seit langem in Gestalt der Energiesteuer (der früheren Mineralölsteuer). Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer und als solche verfassungsrechtlich abgesichert; die Einnahmen stehen dem Bund zu (Art. 106 Abs. 1

²²² Vgl. Oei/Kemfert u.a., Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 81 ff.; Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (2014), S. 14 ff.

²²³ Vgl. Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (2014), S. 15 m.w.N. sowie S. 17 m.w.N. (auf Grundlage einer Daten- und Wechselkursbasis von 2013); vgl. auch Oei/Kemfert, Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 86 ff.

²²⁴ Sofern ein Kohlekraftwerk zu diesem Zeitpunkt preissetzend ist.

Nr. 2 GG). Sie wird zwar bei denjenigen erhoben, die die zu versteuernden Energien im Inland in Verkehr bringen, ist jedoch auf eine Überwälzung an die Endverbraucher angelegt. Das wird für Verbrauchssteuern als typisch angesehen (siehe zum Ganzen oben, 3.6.2.2).

Im bestehenden Energiesteuergesetz²²⁵ fällt im Hinblick auf Kohle auf:

- Der Ausgangstarif für die Verwendung von Kohle beträgt 0,33 €/GJ (§ 2 Abs. 1 Nr. 9 EnergieStG). Insoweit wird nicht zwischen verschiedenen Kohlearten differenziert.
- Aus § 37 Abs. 2 Nr. 3 EnergieStG („Steuerbefreiung“) ergibt sich, dass die Verwendung von Kohle zum Zwecke der Stromerzeugung generell von der Besteuerung befreit ist, hierauf also von vornherein keine Steuer erhoben wird.

Demgegenüber gilt für die Verwendung von Erdgas:

- Der Ausgangstarif für die Steuer für Verwendung von Erdgas als Heizstoff liegt gemäß § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG bei 5,50 €/MWh. Das entspricht umgerechnet einem Steuersatz von 1,527 €/GJ, also bezogen auf den Energiegehalt bei dem rund 4,6-fachen des Satzes für Kohle.
- Für größere Anlagen zur Stromerzeugung aus Erdgas kommt es allerdings ebenfalls effektiv zu einer Steuerminderung auf null, hier im Wege der „Steuerentlastung“. Gemäß § 53 Abs. 1 EnergieStG wird auf Antrag eine Steuerentlastung für die Verwendung von (jeglichen) Energieerzeugnissen zur Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt gewährt. Diese Vorschrift findet auch auf gasbetriebene Anlagen Anwendung. Steuertechnisch unterscheidet sie sich von der Befreiung im Sinne von § 37 EnergieStG dadurch, dass es hier zu einer rückwirkenden Entlastung kommt.

Für KWK-Anlagen können die genannten Befreiungs- und Entlastungsbestimmungen (ungeachtet des Brennstoffs) nur hinsichtlich des Stromanteils, nicht der Wärme in Anspruch genommen werden. Bei einer Verwendung in KWK-Anlagen (auch kleineren) sieht § 53a EnergieStG für hocheffiziente Anlagen eine auf Antrag zu gewährende Entlastung auf null unter bestimmten Voraussetzungen vor, allerdings nur für den Zeitraum bis zum Ablauf der einkommensteuerrechtlichen sog. Abschreibung. Soweit § 53a EnergieStG nicht greift, ermöglicht § 53b EnergieStG unter bestimmten Voraussetzungen eine teilweise Entlastung.

Im Ergebnis besteht somit im Falle der Verwendung zur Stromerzeugung eine weitgehende, aber nicht vollständige Belastungsneutralität zwischen Kohle und Erdgas. Auf den ersten Blick erscheint das durchaus gerecht. Im Sinne der hier verfolgten gesetzlichen Ziele ergeben sich daraus aber Fehlanreize, weil es umwelt- und klimapolitisch an sich sinnvoll wäre, die Verwendung von Kohle ausgeprägt stärker zu belasten als die Verwendung von Erdgas. Das gilt auch außerhalb des Bereichs der Stromerzeugung, weshalb es klimapolitisch nicht einsichtig ist, die Grundtarife der Energiesteuer für Heizzwecke bei Verwendung von Kohle nur in einer Größenordnung von rund 20 % des Steuersatzes für Erdgas und Erdöl anzusetzen.

²²⁵ Gesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I 1534), zuletzt geändert durch Gesetz vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042).

Verfassungsrechtlich ließe es sich unter Lenkungsgesichtspunkten ohne weiteres rechtfertigen,

- den Grundtarif zur Kohlebesteuerung auf das Niveau von Erdgas (und Heizöl) anzuheben,
- dabei ggf. auch eine Differenzierung zwischen verschiedenen Arten von Kohle entsprechend ihrer Klimaschädlichkeit vorzunehmen,
- sowie die Verwendung von Kohle zum Zwecke der Stromerzeugung künftig zu besteuern – im Gegenzug jedoch eine vollständige oder teilweise Befreiung von Erdgas vorzusehen.

Die verfassungsrechtliche Zulässigkeit derartiger Konzepte stünde nicht deshalb in Frage, weil die Endverbraucher für den Bezug von Strom bereits mit der Stromsteuer als Steuer auf den Endenergieverbrauch belastet werden, so dass hier dieselbe Quelle der Leistungsfähigkeit zweimal besteuert würde (neben der außerdem noch zu entrichtenden Umsatzsteuer). Ein Verbot der Gleichartigkeit neuer mit bereits bestehenden Steuern stellt das Grundgesetz nur für Landessteuern auf, die Bundessteuern gleichartig sind (Art. 105 Abs. 2a Satz 1 GG).²²⁶ Außerhalb dessen kennt das Finanzverfassungsrecht kein Verbot, dieselbe Quelle der steuerlichen Leistungsfähigkeit mehrfach in Anspruch zu nehmen – wie es im Anwendungsbereich der Umsatzsteuer ohnehin typisch ist. Die Grenze des Zulässigen ist erst dort erreicht, wo insgesamt eine nicht mehr verhältnismäßige Belastung entsteht. Davon ist so lange nicht auszugehen, wie dem Betroffenen „ein angemessener Spielraum verbleibt, sich frei zu entfalten“²²⁷.

Sollte sich bei der näheren finanzwirtschaftlichen Prüfung – die hier nicht geleistet werden kann – insoweit ein Problem herausstellen oder es sonst konzeptionell sinnvoll erscheinen, so könnte im Übrigen auch daran gedacht werden, die beiden Steuern dadurch aufeinander abzustimmen, dass es im Gegenzug zur Einführung einer Energiesteuer auf zur Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffe zu einer Senkung oder Umgestaltung der Stromsteuer kommt.

Die Einhaltung des Gebots der Belastungsgleichheit (siehe oben, 3.6.2.2) kann durch entsprechende Ausgestaltung gewährleistet werden. Mit der Angleichung der Grundtarife für Kohle und Erdgas würde sogar eine bestehende, sachlich ungerechtfertigte und für die Klimaschutzpolitik schädliche Privilegierung der Kohle beseitigt. Auf diese Weise würde die Folgerichtigkeit insoweit erst hergestellt. In der damaligen Gesetzesbegründung²²⁸ wird der mit dem Energiesteuergesetz eingeführte Steuersatz für Kohle damit erklärt, dass dieser dem in der EU-Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG)²²⁹ festgesetzten Mindestbesteuerungssatz für Kohle entspreche. Das rechtfertigt aber nicht, hinsichtlich der Kohle wesentlich andere Maßstäbe als bei anderen Heizstoffen anzulegen. Bei diesen wird der jeweilige Mindeststeuersatz – der gemäß Anhang I Tabelle C der Energiesteuer-RL bei Kohle und Erdgas identisch ist – nämlich um ein

²²⁶ Eingehend dazu Piroth, in: Jarass/Piroth, GG, Art. 105 Rdnr. 26 m.w.N.

²²⁷ BVerfGE 75, 108/155 f.; ähnlich BFHE 141, 369/384.

²²⁸ BT-Drs. 16/1172, S. 34 f.

²²⁹ RL 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABI. EG Nr. L 283, 51.

Mehrfaches überschritten. Von daher kann das ungleiche Vorgehen nicht mit der Energiesteuerrichtlinie erklärt werden. Die Festsetzung des sehr niedrigen Satzes hätte damals unter Umständen damit begründet werden können, dass es zuvor überhaupt keine Kohlebesteuerung gegeben habe und ein moderater Übergang angestrebt werde. Auf Dauer dürfte sich an der massiven Privilegierung aber in Ansehung des Folgerichtigkeitsgebots nicht festhalten lassen. Möglicherweise stehen dahinter auch soziale Überlegungen. Aber das kann nur gemutmaßt werden, denn es lässt sich aus den Gesetzgebungsunterlagen nicht herauslesen. Damit genügt die Privilegierung nicht der Forderung des Bundesverfassungsgerichts für Ausnahmeregelungen im Steuerrecht, nach denen diese von „erkennbaren gesetzliche Entscheidungen getragen“ sein müssen.²³⁰

Eine andere Frage ist, ob die Besteuerung der Verwendung von Brennstoffen für die Stromerzeugung mit der Energiesteuerrichtlinie der EU zu vereinbaren ist. Dieses Thema wird weiter unten noch anzusprechen sein (siehe unten, 4.3). Aus verfassungsrechtlichem Blickwinkel bestehen gegen das beschriebene Vorgehen jedenfalls keine Bedenken.

3.6.3.2 Besteuerung des Verbrauchs von Endenergie / Stromsteuer

Die Besteuerung des Verbrauchs von Stroms eignet sich für die hier verfolgten Zielsetzungen nicht in vergleichbarer Weise, weil bei der Stromsteuer nicht systematisch danach unterschieden wird, aus welcher Quelle der Strom jeweils stammt (vgl. § 3 Stromsteuergesetz²³¹, der nur einen einheitlichen Steuertarif kennt) und die Steuer bei denjenigen Unternehmen erhoben wird, die Strom zum Letztverbrauch leisten (vgl. § 5 StromStG), also nicht bei den Erzeugern des Stroms. Eine differenzierende Besteuerung nach der Art der zur Stromherstellung eingesetzten Energie würde sich demgegenüber als systemfremd darstellen und wäre auch nicht geeignet, einen mit der Direktbesteuerung der Primärenergie vergleichbaren Anreizeffekt im Markt auszulösen.

Von daher erübrigt sich eine genauere rechtliche Betrachtung.

3.6.3.3 Besteuerung der Einspeisung von Kohlestrom

Mit einer Besteuerung der Einspeisung²³² von Strom in das öffentliche Netz beträte man finanzverfassungsrechtliches Neuland.

Eine solche Steuer ließe sich den Verbrauchsteuern nicht zuordnen, weil mit ihr nicht der Verbrauch eines konsumierbaren Guts besteuert würde (siehe zum Ganzen oben, 3.6.2.2). Entsprechendes gilt für die Einordnung als Aufwandsteuer.

²³⁰ BVerfGE 107, 73/112 f.; BVerfGE 93, 121/147 f.; BVerfGE 99, 280/296.

²³¹ Gesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), zuletzt geändert durch Gesetz vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725).

²³² Eine Anknüpfung an die Erzeugung als solche kommt demgegenüber aus Praktikabilitätsgründen nicht in Betracht, da es hierfür an einer handhabbaren Bemessungsgrundlage fehlen würde.

Denkbar ist speziell für die Variante der Steuer auf die Einspeisung von Strom eine Einstufung als Verkehrsteuer, weil sich insofern an den rechtlichen Vorgang der Veräußerung des Stroms an einen Lieferanten oder Zwischenhändler (oder auch an Letztverbraucher) anknüpfen ließe.

Wenngleich damit keine grundlegenden finanzverfassungsrechtlichen Bedenken gegen eine Besteuerung der Einspeisung von Strom als Verkehrsteuer bestehen, muss jedoch konzeptionell bedacht werden, dass diese Art der Steuer systematisch nicht zum bestehenden Besteuerungssystem für Energie passt, welches von dem Nebeneinander von Energiesteuer und Stromsteuer geprägt ist. Im Grunde würde es sich bei einer Einspeisungssteuer um eine Steuer handeln, die sachlogisch an die Stelle der Stromsteuer treten müsste. Erforderlich wäre also eine grundlegende Reform des Energiesteuerrechts, die zudem gründlich auf ihre Vereinbarkeit mit der EU-Energiesteuerrichtlinie zu überprüfen wäre.

Vor diesem Hintergrund stellt sich auch diese Regelungsoption im Vergleich zu einer denkbaren Reform der Primärenergiebesteuerung als weniger interessant dar – jedenfalls sofern eine solche ihrerseits mit der EU-Energiesteuerrichtlinie zu vereinbaren ist (siehe unten, 4.3).

3.6.3.4 Besteuerung von CO₂-Emissionen

Eine direkte Besteuerung der CO₂-Emissionen erscheint von ihrer Wirkungsweise her demgegenüber hochinteressant, zumal sie in anderen Staaten erfolgreich in die Praxis umgesetzt wurde.

Im deutschen Steuerrecht stellt sich eine derartige Steuer jedoch als Fremdkörper dar, für den die finanzverfassungsrechtliche Zulässigkeit nur als sehr unsicher betrachtet werden kann.

Auf Basis der in der Rechtsliteratur dominierenden Auffassung verfügt der Bund nicht über das Recht, neue Steuerarten zu „erfinden“, die den im Grundgesetz vorgesehenen Typen von Steuern nicht zugeordnet werden können (siehe oben, 3.6.2.2). Bei einer CO₂-Emissionssteuer wäre das nicht der Fall. Hier kann es sich jedoch weder um eine Verbrauchsteuer noch um eine Verkehrsteuer oder eine zulässige Aufwandsteuer handeln:

- Das verursachte Treibhausgas CO₂ wird nicht konsumiert. Für die Entstehung von CO₂ ist zwar der Verbrauch von Energie entscheidend. Als Verbrauchsgut könnte von daher indirekt die verwendete Energie angesehen werden. Diese wird aber bereits mit einer Verbrauchsteuer belegt – nämlich mit der Energiesteuer.
- Die Verursachung von klimarelevanten Emissionen ist kein Akt des Rechtsverkehrs. Also kann die neue Steuerart auch keine Verkehrsteuer sein.
- Am ehesten denkbar wäre noch die Einordnung als Aufwandsteuer, denn man könnte es so sehen, dass die Steuer auf das Betreiben einer emittierenden Anlage erhoben wird. Darin kommt die Leistungsfähigkeit des Betreibers zum Ausdruck, ähnlich wie bei einer Vermögensteuer. Zu bedenken ist aber, dass das Halten („Innehaben“) einer Immobilie bereits über die Grundsteuer belastet wird und die Menge der CO₂-Emissionen nicht in Korrelation zur Leistungsfähigkeit des Steuerschuldners stünde.

Somit unterscheidet sich die CO₂-Emissionssteuer ihrem Wesen nach von den allgemein akzeptierten Steuerarten.²³³ Dieses Problem wiegt umso schwerer, als sie auch in einem weiteren wesentlichen Charakteristikum nicht mit den üblichen Steuerarten übereinstimmt: Für Steuern ist es an sich typisch, dass mit ihnen ein Verhalten oder ein Zustand belegt wird, in dem die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der jeweils belasteten Bürger zum Ausdruck kommt²³⁴ – wie bei der Einkommensteuer das Erwerbseinkommen, bei der Energiesteuer der Verbrauch eines Konsumgutes, bei der Grundsteuer das Grundvermögen oder bei der Grunderwerbsteuer die Beschaffung von Grundvermögen. Hier ist Entsprechendes nicht ersichtlich, denn in den CO₂-Emissionen findet die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Betreiber keinen Ausdruck.

Auf Grundlage des geltenden Finanzverfassungsrechts muss deshalb davon abgeraten werden, eine CO₂-Emissionssteuer ernsthaft zu erwägen.

Etwas anders würde allerdings gelten, wenn auf politischer Ebene ein breiter Konsens erreicht werden sollte, der es ermöglicht, das Konzept mit verfassungsändernden Mehrheiten in Bundestag und Bundesrat im Grundgesetz selbst zu verankern. Die für die negative Gesamteinschätzung maßgebenden finanzverfassungsrechtlichen Bedenken sind nicht unveränderlich. Mit einer Änderung des Grundgesetzes ließe sich der Weg dafür ebnen.

3.6.3.5 Besteuerung des Verbrauchs von CO₂-Zertifikaten

In Bezug auf die Besteuerung des Verbrauchs²³⁵ von CO₂-Emissionszertifikaten sind ähnliche Bedenken geltend zu machen.

Zwar legt die Bezeichnung als Steuer auf den „Verbrauch von Zertifikaten“ eine Klassifizierung als Verbrauchsteuer nahe. Bei Lichte besehen erscheint diese Einordnung aber zu unsicher, um einen Gesetzgebungsprozess für eine derartige Steuer in Gang zu setzen (ohne die einschlägigen Vorschriften des Grundgesetzes dafür anzupassen).

Für eine Einordnung von Emissionszertifikaten als verbrauchsfähiges Wirtschaftsgut spricht, dass es (vor seiner Entwertung) handelbar ist und mit der Löschung seinen Nutzwert verliert. Emissionszertifikate unterscheiden sich jedoch grundlegend von konsumierbaren Gütern, wie sie das Steuerrecht sonst als Gegenstände von Verbrauchsteuern kennt. Beispiele wie die Energiesteuer, die Kaffee- oder Sektsteuer, die Tabaksteuer oder die Stromsteuer lassen deutlich werden, dass es bei den Verbrauchsteuern typischerweise um Gegenstände geht, die physisch verbrauchbar sind – anders als das unkörperliche Rechtskonstrukt des Emissionszertifikats.²³⁶ Auch die kürzlich eingeführte Kernbrennstoffsteuer, deren Einordnung hoch umstritten ist²³⁷, weist insofern eine deutlich größere Nähe zu den allgemein anerkannten Verbrauchsteuern auf.

²³³ In diesem Sinne ablehnend zur Zulässigkeit einer (allgemeinen) CO₂-Steuer Heintzen, in: v. Münch/Kunig/GG, Art. 105 Rdnr. 47.; Seer, in: Tipke/Lang, Steuerrecht, § 2 Rdnr. 66.

²³⁴ Zum Ganzen eingehend Kirchhof, in: HdStR V, 3. Auflage 2007, § 116 Rdnr. 100 ff. m.w.N.

²³⁵ Eine Besteuerung des Erwerbs der Zertifikate ergäbe keinen Sinn, weil der Erwerb nicht zwangsläufig zu Emissionen führt.

²³⁶ Ähnlich Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises, S. 36.

²³⁷ Vgl. Wernsmann, NVwZ 2011, 1367; Martini, ZUR 2012, 219; Bruch/ Greve, BB 2012, 234.

Eine denkbare Einordnung als Verkehrssteuer begegnet ebenso erheblichen Zweifeln. Weder der „Verbrauch“ noch die Löschung der Zertifikate stellt sich im bürgerlich-rechtlichen Sinne als Rechtsgeschäft dar, an das hier in der für Verkehrssteuern anerkannten Weise angeknüpft werden könnte. Es fehlt schon an der für Rechtsgeschäfte typischen Art des Zustandekommens durch übereinstimmende Willenserklärungen, zumal die Abgabe der Zertifikate nichts anderes darstellt als die Ausführung einer Rechtspflicht.²³⁸

Es mag sein, dass sich das Bundesverfassungsgericht davon überzeugen ließe, eine derartige neue Steuer in Ausweitung seiner bisherigen Rechtsprechung als Verbrauch- oder Verkehrssteuer zu akzeptieren. Sie aber in Ansehung der ungeklärten verfassungsrechtlichen Zulässigkeitsfragen politisch durch die Gesetzgebung zu bringen, dürfte ein außerordentlich schwieriges Unterfangen sein.

3.6.4 Zulässigkeit von nichtsteuerlichen Instrumentenoptionen

Auf der steuerlichen Ebene sind die instrumentellen Gestaltungsspielräume relativ begrenzt. Möglicherweise lassen sich weitergehende und zielgenauere Steuerungseffekte durch die Einführung zusätzlicher Abgaben erreichen. In diesem Sinne lässt sich vorstellen, die Erzeuger von nicht erneuerbarem Strom dazu zu verpflichten, für den von ihnen ins öffentliche Netz eingespeisten Strom einen zusätzlichen Geldbetrag zu entrichten, der nach klima- oder energiepolitischen Kriterien erhoben und gestaffelt wird. Für ein solches Modell müsste konzeptionell insbesondere geklärt werden, auf welche Tatbestände der Betrag zu entrichten ist, nach welchen Bemessungskriterien er gestaffelt wird, zu welchem Zweck die Einnahmen verwendet werden und an wen der Geldbetrag jeweils geht.

Letzteres ist für die rechtliche Einordnung der entscheidende Ansatzpunkt:

- Wird der Geldbetrag durch einen allgemeinen öffentlichen Haushalt vereinnahmt, handelt es sich um eine Steuer. Eine solche Steuer wäre unzulässig (siehe oben, 3.6.3.3 bis 3.6.3.5).
- Geht das Geld in einen Fonds (Sonderhaushalt), aus dem eine spezielle Aufgabe finanziert wird, handelt es sich um eine Sonderabgabe. Für diese müsste geklärt werden, ob eine finanzverfassungsrechtlich haltbare Ausgestaltung gefunden werden kann (siehe dazu oben, 3.6.2.4).
- In Betracht kommt alternativ auch eine Konstruktion, bei der das Geld direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vereinnahmt wird – die ihrerseits Rechtspersonen des Privatrechts sind, so dass es sich bei der Geldleistung dann nicht um eine öffentliche Abgabe im Sinne des Finanzverfassungsrechts handeln würde (siehe oben, 3.6.2.5).

²³⁸ Ähnlich Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises, S. 37.

3.6.4.1 Sonderabgabe: „Anpassungsumlage“

Die Erwägung einer Fondslösung ergibt rechtspolitisch nur Sinn, wenn die Regelungen so ausgestaltet werden können, dass sie nicht den strengen Kriterien des Bundesverfassungsgerichts für Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion unterliegen. Anderenfalls müssten sich die mit der Abgabe Belasteten als homogene Gruppe darstellen, der als solche eine gemeinsame Verantwortung zukommt und in deren Gesamtinteresse auch die Einnahmen verwendet werden (siehe oben, 3.6.2.4). Das ist im hier verfolgten Steuerungsinteresse schwerlich vorstellbar. Zwar ließe sich grundsätzlich daran denken, die Gruppe der Strom aus anderen als erneuerbaren Quellen produzierenden Kraftwerksbetreiber zu adressieren und den ihnen abverlangten Geldbetrag in den Netzausbau zu investieren. Gruppennützig dürfte das aber nur sein, wenn der finanzierte Netzausbau gerade ihnen – und nicht primär dem Ausbau der EE-Nutzung – dienen würde.

Als rechtssicher kann von daher nur ein Regelungsmodell angesehen werden, bei dem der Abgabe eine Ausgleichsfunktion zukommt, sie also als Ersatz- oder Gegenleistung verstanden werden kann, die den Belasteten zum Ausgleich eines ihnen zugewandten Vorteils auferlegt wird. So würde es liegen, wenn die Abgabe zu entrichten ist, sofern die Belasteten einer an sich für sie bestehenden Rechtspflicht nicht nachkommen können, müssen oder wollen – oder anders ausgedrückt: Wenn der Vorteil abgeschöpft wird, einer an sich bestehenden Pflicht nicht nachkommen zu wollen, können oder müssen (siehe oben, 3.6.2.4).

Ein mit diesem Muster zwar nicht vollständig übereinstimmender, aber doch vergleichbarer abschöpfbarer Vorteil kann sich für Zeiträume ergeben, in denen Strom aus fossil oder atomar betriebenen Anlagen ins Netz eingespeist und am Markt abgesetzt wird, während gleichzeitig Angebote aus EEG-Anlagen vom Netz genommen werden müssen. Der abschöpfbare Vorteil für die Erzeuger konventionellen Stroms läge darin, ihre Anlagen in diesen Situationen nicht abschalten zu müssen, obwohl das eigentlich der Fall sein müsste, weil EEG-Strom vorrangig eingespeist werden soll. In der Konsequenz ist in diesen Situationen die über die EEG-Umlage auszugleichende Differenz besonders groß, so dass es sich rechtfertigt, die Geldmittel für eine Minderung der EEG-Umlage zu verwenden.

Ein vergleichbares Modell wurde von *IZES/Bofinger/BET* in ihrer Studie „Stromsystem-Design“ (2013) unter der Bezeichnung „Anpassungsumlage“ als denkbar vorgestellt und in den Kernelementen beschrieben.²³⁹ Aus fachlicher Sicht wären insofern noch einige offene Fragen zu klären,²⁴⁰ zumal das Modell von der damaligen Rechtslage des EEG ausging, die sich mittlerweile in einigen relevanten Aspekte wesentlich geändert hat (insbesondere in Ansehung der demnächst den Regelfall bildenden Direktvermarktung von EEG-Strom). Rechtlich käme es in erster Linie darauf an, eine Bemessungsgrundlage zu finden, die den erlangten wirtschaftlichen

²³⁹ Leprich/Bofinger/Ritzau u.a., *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes* (Studie, 2013), S. 70 ff. Dort steht es allerdings im Kontext von Überlegungen zu einer Direktvermarktpflicht und einer EE-Finanzierung über Leistungsprämien. Insofern müsste die dort beschriebene Anpassungsumlage noch einmal überdacht werden, wenn man sie in die Vorgaben nach gegenwärtigem EEG einpassen will.

²⁴⁰ Leprich/Bofinger/Ritzau u.a., *Stromsystem-Design* (2013), S. 72.

Vorteil – ggf. auch pauschaliert – angemessen widerspiegelt. Letzteres dürfte nicht einfach sein, weil sich die Ausgangssituation als sehr komplex darstellt.

Außerdem ist aus rechtlicher Sicht zu beachten, dass das EEG in seiner jetzigen Gestalt (anders als unter dem ursprünglichen Wälzungsmechanismus) mittlerweile keinen Nutzungsvorrang für EEG-Strom durch die Endverbraucher innerhalb Deutschlands mehr vorsieht. Vielmehr besteht lediglich

- a) für einen Teil der EEG-Anlagen ein Abnahmeanspruch gegenüber dem nächstgelegenen Netzbetreiber sowie eine Art „Hochwälzungsanspruch“ bis zum Übertragungsnetzbetreiber, der den Strom seinerseits am Börsen-Spotmarkt vermarktet,
- b) für einen anderen Teil – bzw. wahl-/zeitweise für die unter a) genannten Anlagen – eine Einspeisegarantie unter den Bedingungen der Direktvermarktung mit Marktprämie, wobei in diesem Modell die mögliche Abregelung bereits anreiztechnisch impliziert wird.

Unter diesen rechtlichen Ausgangsbedingungen erscheint die Möglichkeit der Einführung einer „Anpassungsumlage“ zumindest unsicher, weil es an einer ausgleichbaren Primärpflicht fehlt. Günstiger wäre die rechtliche Ausgangssituation, wenn die gesetzlichen Bestimmungen auf geeignete Weise klar einen Vermarktungsvorrang für EEG-Strom zum Ausdruck brächten, welcher zurücktritt, soweit die Betreiber der jeweiligen fossilen/atomaren Anlagen für die Einspeisung ihres Stroms einen Ausgleichsbetrag entrichten. Unter dieser Voraussetzung dürfte die Erhebung einer entsprechenden Sonderabgabe vom Konzept her finanzverfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig sein.

Von der Belastungswirkung her ist dabei zu bedenken, dass die wirtschaftlichen Nachteile der Betreiber fossil/atomar betriebener Kraftwerke wesentlich dadurch relativiert würden, dass sie den Zusatzbetrag bei ihren Angeboten einpreisen könnten. Die Menge des in Deutschland absetzbaren Stroms würde sich nicht verringern. Anders wäre das lediglich, sofern zugleich preislich günstigere Stromimporte zur Bedarfsdeckung angeboten würden, auf welche die Abgabe nicht zu entrichten wäre. Nachteilig würde sich die Abgabe außerdem auch auf Stromexporte aus den belasteten Kraftwerken auswirken, da diese sich ebenfalls verteuern würden. Insoweit käme zwar eine Ausnahme in Betracht, diese wäre aber EU-rechtlich problematisch, da sich die Ausnahme als staatliche Beihilfe darstellen dürfte, die sich diskriminierend gegenüber ausländischen Konkurrenten auswirkt. Eine Erhebung der Flexibilitätsabgabe auch für Stromimporte wäre ähnlich problematisch, da auch dies als nachteilig für Stromanbieter aus anderen EU-Staaten anzusehen wäre.

Hinsichtlich der konkreten Höhe der Abgabe ist darauf hinzuweisen, dass das Bundesverfassungsgericht in seiner für das Finanzverfassungsrecht wegweisenden *Wasserpfennig*-Entscheidung die Grenze für die Zulässigkeit von Abschöpfungsabgaben dort gezogen hat, wo ein über den Wert des erlangten Vorteils hinausgehender Betrag verlangt wird.²⁴¹

Legt man diesen Maßstab zugrunde, so wird deutlich, dass die „Anpassungsumlage“ im vorliegenden Kontext nicht als zentrales Steuerungsinstrument fungieren kann. Ihr kann allenfalls eine eng begrenzte Aufgabe zukommen. Denn der abschöpfbare (relative) Vorteil der Betreiber fossiler/atomarer Anlagen läge hier lediglich darin, die Anlagen nicht abschalten zu müssen. In

²⁴¹ BVerfGE 93, 319/347.

den betreffenden Situationen erbringen die Anlagen bereits unter den Grenzkosten liegende Einnahmen. Durch den Fortbetrieb werden lediglich die im Falle eines Abschaltens entstehenden weitergehenden Verluste vermieden. Diese weitergehenden Verluste kommen im Gebotsverhalten zum Ausdruck. Denn die Differenz zwischen Grenzkosten und Gebot ist ein Maß für die dadurch eingesparten weiteren Kosten oder anderweitigen Gewinnmöglichkeiten des fossilen Kraftwerks. Insofern kann zumindest der negative Preis eines Gebots als untere Grenze des durch ein Fortlaufen entstehenden Vorteils angesehen werden. Damit wird deutlich, dass durch diese Art der Ausgleichsabgabe insgesamt nur ein sehr kleiner Abgabebetrag generiert werden könnte.

Betrachtet man die Abgabe in einem abgewandelten Sinne nicht als Vorteilsausgleich, sondern als Ausgleich für den verursachten Nachteil gegenüber Dritten – nämlich den Betreibern der abgeregelten EEG-Anlagen und der Endverbraucher als Zahler der EEG-Umlage – so ließe sich auch daran denken, die Höhe der Abgabe an dem relativen Verlust der betreffenden EEG-Anlagenbetreiber auszurichten. Aus der Sicht des Verfassers spricht viel dafür, auch eine derartige Konstruktion mit Blick auf ihre Ausgleichsfunktion finanzverfassungsrechtlich grundsätzlich für zulässig zu erachten. Wollte man diesen konzeptionellen Ansatz weiter verfolgen, so erforderte dies jedoch eine inhaltlich genauere Ausformung des Modells und eine vertiefte juristische Untersuchung. Im vorliegenden Kontext bedarf es insoweit keiner weitergehenden Betrachtung, weil das Modell jedenfalls für die hier diskutierte Aufgabenstellung keinen zentralen Beitrag leisten kann.

3.6.4.2 Geldleistung unter Privaten: „Energiewendeumlage“

Da die Frage der Vereinbarkeit mit dem Finanzverfassungsrecht bei der Schaffung von Geldleistungspflichten unter Privaten nicht tangiert wird, sind die Spielräume des Gesetzgebers für derartige Instrumente wesentlich größer als bei den Sonderabgaben. Die Grenze zur verfassungsrechtlichen Unzulässigkeit wird hier allein durch die Grundrechte markiert, womit die Frage in den Mittelpunkt rückt, ob den betroffenen Kraftwerksbetreibern die (finanzielle) Indienstnahme für das verfolgte Gemeinwohlziel der Energiewende vor Art. 12 Abs. 1 GG zugemutet werden kann.

Hierfür kommt es darauf an, ob für die Kraftwerksbetreiber eine den Eingriff hinreichend rechtfertigende „Sach- und Verursachungsnahe“ anzunehmen ist. Steht die Verpflichtung hierzu in einem angemessenen (nicht unzumutbaren) Verhältnis, so begegnet die Grundrechtsbeeinträchtigung keinen durchgreifenden Bedenken. Ob das der Fall ist, hängt praktisch wesentlich von den konkreten Ausgestaltungsmerkmalen der jeweiligen Regelung ab:

Das sehr große Angebot an Kohlestrom stellt für den Transformationsprozess hin zu einer weitgehend klimaneutralen Stromversorgung eine erhebliche Belastung dar – vor allem wegen der hohen CO₂-Emissionen. Kohlestrom kann am Markt nur deshalb so preisgünstig angeboten werden, weil die externen Umweltkosten insbesondere der Klimaerwärmung nur einen unzureichenden Niederschlag in den Preisen finden. Das gilt trotz des Emissionshandels, da es bisher nicht gelungen ist, den Emissionshandel so auszugestalten, dass sich die externen Klimaschadenskosten in den Zertifikatpreisen adäquat niederschlagen. Hiervon profitieren die

Betreiber insbesondere der Braunkohlekraftwerke in enormem Umfang, wie es sich an der Entwicklung am Strommarkt in den vergangenen Jahren deutlich erkennen lässt.²⁴²

Zur Bewältigung der Energiewende stehen die Kraftwerksbetreiber mehr als nur in einer „Sach- und Verursachungsnahe“. Die Kohlekraftwerke selbst sind im Stromsektor der Hauptverursacher des Problems und zugleich ein starkes Hindernis auf dem Weg der Energiewende. Von daher kann es keinem ernstlichen Zweifel unterliegen, dass hier eine ausreichende Verantwortlichkeitsbeziehung der Kraftwerksbetreiber zur Bewältigung der Energiewende zu bejahen ist. Deswegen rechtfertigt es sich, die Betreiber der fossil betriebenen Kraftwerke als Adressaten zu einem finanziellen Beitrag für die Transformation des Stromsystems heranzuziehen.

Dem steht nicht entgegen, dass diese Adressatengruppe ein gegenläufiges einzelwirtschaftliches Interesse hat – nämlich an der möglichst großen Veräußerungsmenge fossil erzeugten Stroms. Ein mit dieser Situation strukturell vergleichbarer Interessenkonflikt lag auch der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts über die Verfassungsmäßigkeit von abschreckenden Gesundheitswarnungen auf Zigarettenverpackungen zugrunde – ohne dass das Gericht dies zum Anlass genommen hätte, die Zulässigkeit in Abrede oder auch nur in Frage zu stellen.²⁴³ Ähnlich stellt sich die Interessenlage auch bei dem im Abfallrecht verankerten Prinzip der „Produktverantwortung“ dar.²⁴⁴

Allerdings muss für den von den Kraftwerksbetreibern verlangten finanziellen Beitrag auch auf der Vereinnahmungsseite eine aufgabenadäquate Verwendung gewährleistet werden. Dem dürfte Rechnung getragen werden können, indem die Einnahmen einerseits zur Senkung der EEG-Umlage sowie andererseits zur Finanzierung von Netzausbaumaßnahmen der Energiewende verwendet werden.²⁴⁵

Zu beachten ist für die nähere Ausgestaltung ferner, dass der Adressatenkreis bei dieser Art der nichtsteuerlichen Geldleistungspflicht nicht auf die Betreiber der Kohlekraftwerke beschränkt werden kann. Die betreffenden Regelungen müssen im Sinne des Gleichheitsgrundsatzes folgerichtig ausgestaltet werden (siehe oben, 3.5.2). Geht es im Kern um die Verringerung von Treibhausgasemissionen, so kann nicht daran vorbei gegangen werden, dass andere Kraftwerke ebenfalls CO₂ emittieren, wenn auch relativ in geringeren Mengen. Man wird die „Energiewendenumlage“ folglich nicht auf Kohlekraftwerke oder gar Braunkohlekraftwerke beschränken können, sondern die Höhe der Zahlungspflicht vielmehr grundsätzlich an der Emissionsmenge auszurichten haben.

²⁴² Vgl. Oei/Kempfert, DIW 2014, 603 ff.; Jarass, ZNER 2014, 231 ff.

²⁴³ BVerfGE 95, 173/187.

²⁴⁴ Mit der abfallrechtlichen Produktverantwortung werden die an der Herstellung und dem Vertrieb von Produkten beteiligten Unternehmen in die Pflicht genommen, Erzeugnisse „möglichst so zu gestalten, dass bei ihrer Herstellung und ihrem Gebrauch das Entstehen von Abfällen vermindert wird und sichergestellt ist, dass die nach ihrem Gebrauch entstandenen Abfälle umweltverträglich verwertet oder beseitigt werden“ (§ 23 Abs. 1 Satz 2 KrWG v. 24.02.2012, BGBl. I S. 212). Ähnliche Regelungen galten schon nach der vorangehenden Rechtslage, vgl. § 22 Abs. 1 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG) v. 27.09.1994 (BGBl. I S. 2705).

²⁴⁵ Wobei darauf hingewiesen sei, dass sich eine Verwendung für Netzausbaumaßnahmen praktisch als nicht empfehlenswert darstellen könnte, weil hierfür in ein äußerst komplexes eigenständiges Rechts- und Interessengeflecht eingegriffen werden müsste.

Soweit die Höhe des Beitrags nicht proportional zu den jeweiligen CO₂-Emissionen bemessen werden soll, bedarf es dafür unter Gleichheitsgesichtspunkten eines besonderen sachlichen Grundes. Ein solcher könnte darin liegen, dass bestimmte Kraftwerke außerdem noch ein Flexibilitätsproblem aufwerfen. Es dürfte sich rechtfertigen lassen, diesen einen gewissen Zuschlag aufzuerlegen – nicht aber, sie allein als Verpflichtete zu adressieren.

Im Ergebnis führt die verfassungsrechtliche Prüfung für eine derartige „Energiewendenumlage“, die von den Betreibern fossiler Kraftwerke an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen ist, zu einem positiven Gesamtergebnis. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die Steuerungskraft im Vergleich zu den direkten Ausstiegsinstrumenten – namentlich zu Restlaufzeiten und Restmengen sowie den verschiedenen Arten der Kontingentierung – weniger zielgerecht ist, weil sich die Differenz der Angebotspreise für Strom aus unterschiedlichen fossilen Quellen dadurch nur relativ verringern lässt, besonders emissionsintensiver Braunkohlestrom aber grundsätzlich immer noch preisgünstiger bleiben wird als die anderen Arten fossil erzeugten Stroms.

3.7 Verfassungsrecht: Gesetzgebungskompetenzen

3.7.1 Sachgesetzgebungskompetenz

Außerhalb des Steuerrechts, für das in Art. 105 und 106 GG eigenständige Regelungen über die Gesetzgebungskompetenz gelten, richtet sich die Frage, ob dem Bund oder den Ländern die Gesetzgebungskompetenz zusteht, nach Art. 70 bis 74 GG. Das gilt auch für die Auferlegung von Geldleistungspflichten nichtsteuerlicher Art.²⁴⁶

Gemäß Art. 70 Abs. 1 GG haben die Länder das Recht der Gesetzgebung, soweit das Grundgesetz nicht dem Bunde Gesetzgebungsbefugnisse verleiht. Im Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung haben die Länder gemäß Art. 72 Abs. 1 GG die Befugnis zur Gesetzgebung, solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungszuständigkeit keinen Gebrauch gemacht hat.

Von einer Verleihung der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz an den Bund ist auszugehen, wenn ihm ein passender Sachkompetenztitel aus Art. 74 GG zusteht, dessen Anwendung keinen Beschränkungen aus Art. 72 Abs. 2 GG unterliegt.

Als Sachkompetenztitel kommen im vorliegenden Regelungszusammenhang einerseits Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) und andererseits Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Recht der Luftreinhaltung) in Betracht:

- Für den hier im Kern intendierten Klimaschutz gibt es keine spezielle Kompetenznorm in den Art. 70 bis 74 GG. Es ist jedoch mittlerweile weithin anerkannt, dass der Klimaschutz insoweit Gegenstand des Kompetenztitels „Luftreinhaltung“ (Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG) ist, als es praktisch um Maßnahmen zur Minderung der Kohlendioxidemissio-

²⁴⁶ Vgl. nur Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 105 Rdnr. 8 m.w.N.

nen geht, die ihrerseits schädlich für die Erdatmosphäre sind und dadurch den Klimawandel (mit) hervorrufen.²⁴⁷ Zwar wird in der Rechtsliteratur verschiedentlich bemängelt, dass es im Grundgesetz an einem zusammenführenden Kompetenztitel des „Umweltschutzes“²⁴⁸ bzw. des „Klimaschutzes“²⁴⁹ fehle und der Bund deshalb zur Regelung umfassender Instrumente in diesen Bereichen eine Art Kompetenzmosaik zusammenstellen müsse.²⁵⁰ Das ändert aber nichts daran, dass sich der Kompetenztitel „Recht der Luftreinhaltung“ seinem eindeutigen Wortlaut nach jedenfalls insoweit auf den Klimaschutz erstreckt, als es um gesetzliche Maßnahmen geht, mit denen eine Reduzierung des Ausstoßes von klimaschädlichen Luftschadstoffen bezweckt wird. Dementsprechend leitet die Bundesregierung z.B. die Gesetzgebungskompetenz für das EE-WärmeG in der allgemeinen Begründung des Gesetzentwurfs ebenfalls aus dem Titel „Recht der Luftreinhaltung“ ab.²⁵¹

- Soweit es dem (Bundes-) Gesetzgeber allerdings um mehr geht als die unmittelbare Reduzierung von Treibhausgasen, ist fraglich, ob er sich allein auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG stützen kann oder zusätzlich bzw. stattdessen auf die Kompetenz aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG berufen (können) muss. Der Begriff „Recht der Wirtschaft“ ist nach ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts weit zu verstehen. Zudem konkretisiert die Vorschrift den Terminus durch einen Klammerzusatz, in dem unter anderem die „Energiewirtschaft“ ausdrücklich erwähnt wird. Dieser soll daher in einem weiten, umfassenden Sinne zu verstehen sein, so dass auch Regelungen zur Steuerung der Energiegewinnung und -verteilung sowie zur Energieeinsparung umfasst sind.²⁵²

Angesichts des klaren Wortlauts von Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG wird sich der Bund für Regelungen, mit denen über die reine Emissionsminderung als solche eine Transformation der Stromversorgung zu einem weitgehend auf erneuerbare Energien gestützten System anstrebt, zumindest auch, möglicherweise sogar in erster Linie auf den Kompetenztitel „Recht der Wirtschaft“ zu stützen haben.

Das hat insofern Konsequenzen für die weitere Prüfung, als der Bund gemäß Art. 72 Abs. 2 GG das Gesetzgebungsrecht (unter anderem) auf dem Gebiet des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG nur hat, „wenn und soweit die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet oder die Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse eine bundesgesetzliche Regelung erforderlich macht“. Auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG findet Art. 72 Abs. 2 GG demgegenüber keine Anwendung.

Die Anwendung der Erforderlichkeitsklausel aus Art. 72 Abs. 2 GG bildet allerdings für die hier betrachteten Instrumente angesichts ihrer Zielsetzung und des Umstands, dass es um eine

²⁴⁷ Vertiefend Milkau, ZUR 2008, 561/562 f. sowie 564 f. m.w.N.

²⁴⁸ Vgl. Kloepfer, Umweltrecht, 3. Auflage 2004, § 3 Rdnr. 91 ff.; Heselhaus, in: Hansmann/Sellner (Hrsg.): Grundzüge des Umweltrechts, 3. Auflage 2007, § 1 Rdnr. 107 f.; Koch/Krohn, NuR 2006, 673/676 m.w.N.

²⁴⁹ Kritisch Koch/Krohn, NuR 2006, 673/677.

²⁵⁰ Vgl. Kloepfer, Umweltrecht, § 3 Rdnr. 91; Heselhaus, in: Hansmann/Sellner (Hrsg.): Grundzüge des Umweltrechts, § 1 Rdnr. 108; Koch/Krohn, NuR 2006, 673/676.

²⁵¹ BR-Drs. 9/08, S. 17 f.

²⁵² Pieroth, in: Jarass/Pieroth, GG, Art. 74 Rdnr. 25 m.w.N.

umfassende Transformation des nationalen – nicht föderal gegliederten – Energieversorgungssystems im Stromsektor geht, kein wirkliches Hindernis. Nach Ansicht des Bundesverfassungsgerichts muss es dem Bund bei der Inanspruchnahme des Tatbestandsmerkmals der „Wahrung der Wirtschaftseinheit“ um „die Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Wirtschaftsraums der Bundesrepublik Deutschland durch einheitliche Rechtssetzung“ gehen.²⁵³ Davon kann hier ohne weiteres ausgegangen werden.

Von daher kann auch die rechtsdogmatisch ungeklärte Frage dahinstehen, ob Art. 72 Abs. 2 GG überhaupt Anwendung findet, wenn eine Regelung auf einen von Art. 72 Abs. 2 GG an sich erfassten Sachkompetenztitel gestützt wird, zugleich aber auch auf einen weiteren Kompetenztitel, dessen Gebrauch an sich nicht von einem bundesrechtlichen Regelungsbedürfnis nach Art. 72 Abs. 2 GG abhängig ist.²⁵⁴

Den Ländern steht nach alledem die Gesetzgebungskompetenz zu, solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungskompetenz keinen Gebrauch gemacht hat (Art. 72 Abs. 1 GG). Daraus kann aber nicht der Schluss gezogen werden, sie könnten deshalb selbst die hier diskutierten Instrumente ergreifen. Denn sowohl die Bestimmungen des BImSchG für die Zulassung genehmigungsbedürftiger Anlagen als auch die strukturellen Festlegungen des EnWG zum System der Stromversorgung müssen für ihren jeweiligen Anwendungsbereich als abschließende Regelungen des Bundes begriffen werden.

3.7.2 Steuergesetzgebungskompetenz

Gemäß Art. 105 Abs. 2 GG hat der Bund „die konkurrierende Gesetzgebung über die [...] Steuern, wenn ihm das Aufkommen aus diesen Steuern ganz oder zum Teil zusteht oder die Voraussetzungen des Art. 72 Abs. 2 GG zustehen.“

Wesentlich für die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ist nach Art. 105 Abs. 2 GG also, ob dem Bund nach den Bestimmungen des GG die Einnahmen aus den betreffenden Steuern ganz oder zum Teil zustehen („Ertragskompetenz“). Ist das nicht der Fall, so steht ihnen die Gesetzgebungskompetenz dennoch zu, sofern die Voraussetzungen des Art. 72 Abs. 2 GG erfüllt sind. Diese Vorschrift fordert ein spezifisches Erfordernis für eine Regelung auf Bundesebene (siehe soeben).

Das Aufkommen aus der Energiesteuer und aus der Stromsteuer steht gemäß Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG allein dem Bund zu, da es sich um typische Verbrauchsteuern handelt.²⁵⁵ Folglich hat der Bund auch die alleinige Gesetzgebungskompetenz.

Da sich andere steuerliche Instrumente in der obigen Prüfung nicht rechtssicher als zulässig erwiesen haben (siehe 3.6.3.3 bis 3.6.3.5), erübrigen sich weitere Ausführungen dazu.

²⁵³ BVerfGE 111, 226 (Rdnr. 101); vgl. auch BVerfGE 106, 62 (Rdnr. 328).

²⁵⁴ Streitbar die Ausführungen von Milkau (ZUR 2008, 561/563 f.), der von einer Anwendbarkeit des Art. 72 Abs. 2 bei einer derartigen Doppelkompetenz ausgeht, dabei aber übersieht, dass Art. 72 Abs. 2 GG eine Ausnahme von der Regel darstellt, die folglich eng auszulegen ist.

²⁵⁵ BVerfGE 110, 274/295.

3.8 Fazit zum Verfassungsrecht

Aus der Perspektive des Grundgesetzes lassen sich die meisten betrachteten Instrumentenoptionen als tragfähig erachten, sofern gewisse Randbedingungen für die Ausgestaltung beachtet werden.

Unter den direkt wirkenden Instrumenten erweisen sich überraschenderweise diejenigen verfassungsrechtlich als am stabilsten, mit denen auf den ersten Blick besonders hart agiert wird: Die Festlegung von Abschaltzeiten/Restlaufzeiten und Restmengen an Strom bzw. CO₂ sowie die Kontingentierung von Reststrommengen oder Restemissionsmengen. Das liegt daran, dass die immissionsschutzrechtliche Genehmigung der Kraftwerke als für Art. 14 Abs. 1 GG maßgebliche Rechtsposition einen Vertrauensschutzanspruch begründet – dies allerdings nur für den Regelungskontext des BImSchG selbst, nicht für anderweitige gesetzliche Bereiche wie das Energierecht. Die Transformation des Stromsystems ist aber eine energierechtliche Aufgabe, auch wenn sie klimapolitisch motiviert ist. Diesen Rechtsbereich umfasst der von der BImSchG-Genehmigung ausgelöste Vertrauensschutz nicht – anders als die originär immissionsschutzrechtlichen Fragestellungen wie die Höhe von Emissionen oder Energieeffizienzanforderungen. Folglich ist die Schutzwirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung gegenüber CO₂-Grenzwerten oder Energieeffizienzstandards ausgeprägter als gegenüber energiepolitischen Systementscheidungen, die in Abschaltzeiten, Restlaufzeiten, Restmengen an Strom bzw. CO₂ oder in Kontingentregelungen für Strom aus Kohle ihren Ausdruck finden.

Für die indirekt wirkenden finanziellen Instrumentenoptionen ist entscheidender, welche instrumentellen Spielräume sich aus dem Finanzverfassungsrecht ergeben. Diese sind eng begrenzt. Dennoch ergeben sich interessante Handlungsmöglichkeiten. Eindeutig ist, dass die Lenkungspotenziale der Energiesteuer längst nicht ausgeschöpft sind. Es kann festgelegt werden, dass Kohle effektiv in ähnlicher Höhe wie Erdgas oder sogar höher besteuert wird. Außerdem kann für Kohle geregelt werden, dass ihre Verwendung zur Stromerzeugung künftig besteuert wird – anders oder in größerem Umfang als Erdgas. Darüber hinaus es ist denkbar, durch nichtsteuerliche Instrumente die Betreiber der fossilen Kraftwerke zu einem generellen Beitrag für die Bewältigung der Energiewende heranzuziehen, der nach der CO₂-Emissionshöhe bemessen wird. Unzulässig wäre demgegenüber die Einführung einer CO₂-Emissionssteuer oder einer Zertifikatesteuer.

4 Vereinbarkeit mit dem EU-Recht

Im EU-Recht muss unterschieden werden zwischen den Vorgaben der primärrechtlichen Ebene,

- also den Bestimmungen der EU-Verträge, hier insbesondere des Vertrags über die Arbeitsweise der EU (AEUV)²⁵⁶,

und der sekundärrechtlichen Ebene,

- d.h. den auf Grundlage der Verträge erlassenen Rechtsvorschriften in Gestalt von Richtlinien und Verordnungen.

Die nachfolgende Prüfung beginnt mit den sekundärrechtlichen Vorschriften, da es auf das Primärrecht nur ankommt, soweit sekundärrechtliche Bestimmungen keine abschließenden Regelungen aussprechen.

Ausgangs- und Mittelpunkt der Ausführungen ist die Vereinbarkeit mit der Emissionshandel-Richtlinie und der Industrieemissions-Richtlinie, weil sich aus ihnen ein Verbot weitergehender Klimaschutzregelungen für die von ihnen erfassten Anlagen ergeben könnte, insbesondere für national festgelegte CO₂-Grenzwerte. Relevant sind für einzelne Instrumentenoptionen außerdem die Vorschriften zum Elektrizitätsbinnenmarkt sowie der Energiesteuer-Richtlinie.

4.1 Emissionshandels-RL und Industrieemissions-RL

4.1.1 Die Bestimmungen der Richtlinien: Textanalyse

Die Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 „über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates“²⁵⁷ – im Folgenden: ETS-RL²⁵⁸ – gehört zu den zentralen Instrumenten der EU-Klimaschutzpolitik. Sie kann insoweit als eine Art Leitinstrument für die Senkung der CO₂-Emissionen aus dem Industriesektor begriffen werden, füllt diese Rolle aber weder auf EU-Ebene noch auf nationaler Ebene allein aus, sondern steht neben zahlreichen anderen Maßnahmen der Klimaschutzpolitik, die großenteils Wechselwirkungen zum Emissionshandel entfalten.

Mit der ETS-RL hat der EU-Gesetzgeber für den von der Richtlinie umfassten Anwendungsbereich ein System geschaffen, nach dem für die Betreiber der betreffenden Industrieanlagen eine schrittweise sinkende Gesamtmenge von Emissionsberechtigungen festgelegt wird. Unterhalb der in den ersten Phasen auf nationaler Ebene und nunmehr auf Grundlage der Änderungsrichtlinie 2009/29/EG²⁵⁹ zentral EU-weit festgelegten Gesamtmenge („Cap“) findet ein Handel mit den Emissionszertifikaten statt („Trade“) statt. Die Industrieunternehmen sollen

²⁵⁶ ABI. EU 2010 Nr. C 83, 47.

²⁵⁷ ABI. EU 2003 Nr. L 275, 32.

²⁵⁸ Abgeleitet von „Emission Trading Scheme“.

²⁵⁹ ABI. EU 2009 Nr. L 140, 63.

durch das Cap-and-Trade-System einen Marktanreiz erhalten, nach möglichst kostengünstigen Wegen zur Senkung ihrer Emissionen zu suchen.²⁶⁰

Mit der Einführung des Emissionshandels war eine Art Systementscheidung dazu verbunden, die betroffenen Anlagenbetreiber nicht im Wege ordnungsrechtlicher Verpflichtungen zu CO₂-mindernden Aktivitäten anzuhalten, sondern durch den Mechanismus des Cap and Trade. Deshalb entschied man sich, die für das (ordnungsrechtliche) Genehmigungsrecht der Mitgliedstaaten maßgebende Richtlinie 96/61/EG über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzungen²⁶¹ (sog. IVU-Richtlinie) anzupassen.

In diesem Interesse bestimmte Art. 26 der ETS-RL, Art. 9 der bestehenden IVU-RL zu ändern. Danach erhielt Art. 9 Abs. 3 der IVU-RL folgende (erste) drei Unterabsätze:

„Sind Treibhausgasemissionen einer Anlage in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG [...] in Zusammenhang mit einer in dieser Anlage durchgeführten Tätigkeit aufgeführt, so enthält die Genehmigung keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen dieses Gases, es sei denn, dies ist erforderlich, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung bewirkt wird.

Den Mitgliedstaaten steht es frei, für die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten keine Energieeffizienzanforderungen in Bezug auf Verbrennungseinheiten oder andere Einheiten am Standort, die Kohlendioxid ausstoßen, festzulegen.

Falls erforderlich, wird die Genehmigung durch die zuständigen Behörden entsprechend geändert.“

Mittlerweile wurde die IVU-RL durch die heute geltende Richtlinie 2010/75/EU „über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung)“²⁶² – im Folgenden: IE-RL – ersetzt. Die Formulierung des früheren Art. 9 Abs. 3 der IVU-RL wurde bei Änderung der inneren Untergliederung nahezu wortgleich in Art. 9 der IE-RL überführt:

„Artikel 9

Treibhausgasemissionen

(1) Sind Treibhausgasemissionen einer Anlage in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG in Zusammenhang mit einer in dieser Anlage durchgeführten Tätigkeit aufgeführt, so enthält die Genehmigung keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen dieses Gases, es sei denn, dies ist erforderlich, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung verursacht wird.

(2) Den Mitgliedstaaten steht es frei, für die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten keine Energieeffizienzanforderungen in Bezug auf Verbrennungseinheiten oder andere Einheiten am Standort, die Kohlendioxid ausstoßen, festzulegen.

(3) Falls erforderlich, wird die Genehmigung durch die zuständigen Behörden entsprechend geändert.“

Aus dem Wortlaut der Anpassungsklausel lässt sich für den Kontext der Genehmigung von durch die IE-RL erfassten Anlagen Folgendes schließen (wobei die Regelungen nach Maßgabe von Art. 21 der IE-RL sinngemäß auch für Auflagen bei bestehenden Anlagen Anwendung finden):

²⁶⁰ Erläuternd Weinreich, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, TEHG Vorbem. Rdnr. 5 ff.

²⁶¹ ABI. EG 1996 Nr. L 257, 26 (Ursprungsfassung).

²⁶² ABI. EU 2010 Nr. L 334, 17.

- In der Anlagengenehmigung (in Deutschland: nach dem BImSchG) für die betroffenen Anlagen dürfen keine CO₂-Grenzwerte zum Zwecke des Klimaschutzes festgesetzt werden.
- Den Mitgliedstaaten steht jedoch die Entscheidung darüber frei, in der Anlagengenehmigung Energieeffizienzanforderungen auszusprechen oder nicht.
- Keine Aussagen enthalten die zitierten Bestimmungen der Richtlinien im Übrigen dazu, ob es den Mitgliedstaaten gestattet ist, aus Klimaschutzgründen oder auf Grund von anderweitigen Erwägungen festzulegen, welche Brennstoffe in Industrieanlagen (hier: in Kraftwerken) eingesetzt werden dürfen oder welche Art von Kraftwerken errichtet und betrieben werden sollen bzw. dürfen.

Die ersten beiden Folgerungen finden eine zusätzliche Stütze in den Erwägungsgründen zu den beiden Richtlinien.

So heißt es im 21. Erwägungsgrund der ETS-RL 2003/87/EG:

„(21) Mit der Richtlinie 96/61/EG des Rates vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung wurde eine allgemeine Regelung zur Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung eingeführt, in deren Rahmen auch Genehmigungen für Treibhausgasemissionen erteilt werden können. Die Richtlinie 96/61/EG sollte dahin gehend geändert werden, dass — unbeschadet der sonstigen in jener Richtlinie geregelten Anforderungen — keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen von Treibhausgasen aus Anlagen, die unter die vorliegende Richtlinie fallen, vorgeschrieben werden und dass es den Mitgliedstaaten freisteht, keine Energieeffizienzanforderungen in Bezug auf Verbrennungseinheiten oder andere Einheiten am Standort, die Kohlendioxid ausstoßen, festzulegen.“

Erwägungsgrund 9 der IE-RL, der nur die Frage der Emissionsgrenzwerte anspricht, klingt insoweit etwas weniger kategorisch:

„(9) Um Doppelregelungen zu vermeiden, sollte die Genehmigung einer unter die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft [...] fallenden Anlage keine Emissionsgrenzwerte für direkte Emissionen von Treibhausgasen gemäß Anhang I der genannten Richtlinie enthalten, es sei denn, dies ist erforderlich, um sicherzustellen, dass keine erhebliche lokale Umweltverschmutzung verursacht wird, oder wenn eine Anlage aus dem genannten System ausgeschlossen wurde.“

Es fällt auf, dass als Intention lediglich das Motiv genannt wird, Doppelregelungen zu vermeiden – was nicht danach klingt, als ob hier eine generelle Unverträglichkeit angenommen würde. Auch wirkt der Wortlaut etwas milder, da nur noch davon die Rede ist, die Genehmigung „sollte“ keine Treibhausgas-Emissionsgrenzwerte erhalten.

Die Zulässigkeit speziell von Energieeffizienzanforderungen wird in den Erwägungsgründen der IE-RL nicht mehr erwähnt. Allerdings findet sich nunmehr eine noch offene Formulierung für weitergehende nationale Regelungen in Erwägungsgrund Nr. 10:

„(10) Im Einklang mit Artikel 193 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) hindert diese Richtlinie die Mitgliedstaaten nicht daran, verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen, zum Beispiel Vorschriften für die Treibhausgasemission, sofern solche Maßnahmen mit den Verträgen vereinbar sind und der Kommission notifiziert wurden.“

Sowohl der Wortlaut als auch die betreffenden Erwägungsgründe sprechen demnach dafür, dass es den Mitgliedstaaten zur Harmonisierung mit dem Emissionshandel jedenfalls ursprünglich untersagt sein sollte, Grenzwerte für Treibhausgase in der Anlagengenehmigung aufzustellen. Eindeutig ist danach auch, dass die Aufstellung von Energieeffizienzanforderungen gestattet bleiben sollte – obwohl diese faktisch ähnlich wirken können wie ein CO₂-Grenzwert. Und eindeutig ist auch, dass die Frage, welcher Brennstoff eingesetzt werden darf und welche Kraftwerke betrieben werden dürfen oder sollen, in der ETS- und der IE-RL nicht angesprochen wird.

Weniger klar ist, inwieweit sich durch den 9. und 10. Erwägungsgrund der IE-RL eine Öffnung derart ergibt, dass es den Mitgliedstaaten gestattet sein soll, in Wahrnehmung der Schutzverstärkungsklausel aus Art. 193 AEUV entgegen dem Regelfall des Art. 9 der IE-RL in der Anlagengenehmigung Grenzwerte für CO₂ zu verankern. Auf diese Frage wird noch zurückzukommen sein (siehe unten, 4.1.2).

Besonders interessant ist aus dem Blickwinkel dieser Studie darüber hinaus die Frage, wie es erklärt werden kann, dass sich der ETS-RL und der IE-RL keine Aussagen über die Wahl der Energieträger entnehmen lassen, obwohl die Wahl der Energieträger gerade bei Kraftwerken mitentscheidend für die Höhe der CO₂-Emissionen ist. Auf den ersten Blick könnte man meinen, das liege daran, dass auch die Entscheidung über die Wahl des Energieträgers allein durch die Anwendung des Cap-and-Trade-Mechanismus der ETS-RL getroffen werden solle. Das wäre aber ein zu voreiliger Schluss, der zudem in den Erwägungsgründen zu den beiden Richtlinien keine Stütze findet. Hintergrund dessen ist vielmehr, dass die Frage nach den einzusetzenden Energiequellen im Rahmen der Elektrizitätsversorgung Gegenstand einer weiteren Richtlinie ist: der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (früher die Richtlinie 2003/54/EG²⁶³, heute die Richtlinie 2009/72/EG²⁶⁴), die den Mitgliedstaaten in ihrer früheren wie in ihrer derzeitigen Fassung ausdrücklich die Aufgabe überantwortet, im Rahmen der Genehmigung von Elektrizitätserzeugungsanlagen über die einzusetzenden Primärenergieträger zu entscheiden, und zwar auch unter Umweltschutzerwägungen.²⁶⁵ Hierauf wird weiter unten noch genauer einzugehen sein (siehe 4.2).

Als Zwischenergebnis lässt sich damit auf Basis der bisher nur vorgenommenen Textanalyse – also vorbehaltlich der weiteren Prüfungsschritte – festhalten:

1. Die Regelungen der ETS-RL und der IE-RL geben keine Hinweise darauf, dass es den Mitgliedstaaten untersagt wäre, Energieeffizienzanforderungen für dem ETS unterliegende Anlagen aufzustellen. Das gleiche gilt für Anforderungen an die Flexibilität (d.h. an die ggf. auch fernsteuerbare Regelbarkeit) der Anlagen.

²⁶³ RL 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 96/92/EG, ABI. EU Nr. L 176, 37.

²⁶⁴ RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 2003/54/EG, ABI. EU 2009 Nr. L 211, 55.

²⁶⁵ Eingehend Klinski, ER 2012, 49/50; dem folgend Verheyen, *Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Tagebaue* (2013), S. 11 f.

2. Die ETS-RL und die IE-RL hindern die Mitgliedstaaten ihrem Wortlaut nach auch nicht daran, generell festzulegen, welche Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt werden dürfen und welche Kraftwerksarten zulässig sind. Damit lassen sie auch die nötigen Spielräume festzulegen, dass keine neuen Kohlekraftwerke mehr errichtet werden dürfen und bestehende Kohlekraftwerke zu bestimmten Zeitpunkten oder nach Ausschöpfung bestimmter Restmengen an Strom bzw. CO₂ bzw. Kontingenten nicht mehr in das öffentliche Versorgungsnetz einspeisen dürfen.
3. Allerdings spricht der Wortlaut von Art. 9 der IE-RL recht eindeutig dagegen, dass es den Mitgliedstaaten im Speziellen erlaubt wäre, CO₂-Grenzwerte für dem ETS unterliegende Kraftwerke aufzustellen.

Zu dem dritten – für einige Instrumentenkonstruktionen mit entscheidenden – Punkt stellt sich die weitergehende Frage nach seiner genauen inhaltlichen Reichweite. Denn die Anpassungsklausel des Art. 9 IE-RL richtet sich ihrem Wortlaut nach nur auf Grenzwerte „in der Genehmigung“. Und sie verwendet den Begriff „Emissionsgrenzwert“ – woraus sich die Frage ergibt, was unter einem Emissionsgrenzwert in diesem Regelungskontext zu verstehen ist.

Die „Genehmigung“ wird in Art. 3 Nr. 7 der IE-RL legaldefiniert als:

„eine schriftliche Genehmigung zum Betrieb einer Anlage, Feuerungsanlage, Abfallverbrennungsanlage oder Abfallmitverbrennungsanlage oder eines Teils von diesen“.

Praktisch ist also der behördliche Akt zur Zulassung des Betriebs einer von der IE-RL erfassten Anlage gemeint. In Deutschland ist das die Genehmigung nach § 6 BImSchG. In dieser Anlagengenehmigung, aus der sich ergibt, dass die Anlage betrieben werden darf, dürfen also nach Maßgabe von Art. 9 der IE-RL keine Emissionsgrenzwerte für Treibhausgase enthalten sein, die dem Emissionshandel unterliegen.

Bei sehr enger Lesart könnte daraus geschlossen werden, dass entsprechende Grenzwerte an anderer Stelle durchaus aufgestellt werden könnten. Untersagt seien solche nur in der Anlagengenehmigung selbst. Eine derart enge Sichtweise verbietet sich jedoch. Die Vorschrift würde ihren Sinn nicht erfüllen können, wenn ein Mitgliedstaat das Verbot schlicht dadurch umgehen könnte, dass er den Grenzwert von der Ebene der Einzelgenehmigungen auf die Ebene der den Anlagengenehmigungen zugrunde liegenden Rechtsvorschriften verlagert. Nichts anderes kann gelten, wenn ein Mitgliedstaat eine in der Anlagengenehmigung an sich untersagte Grenzwertfestsetzung in eine andere Gesetzesmaterie verlagert (z.B. vom Immissionsschutzrecht in ein neues Klimaschutzgesetz). Sofern eine konkrete Vorgabe in der Sache wie eine Regelung in der Anlagengenehmigung wirkt, wird man sie daher als von Art. 9 der IE-RL mit umfasst ansehen müssen.

Entscheidender als der (rechtstechnische) Regelungsort ist daher, was Art. 9 der IE-RL unter „Emissionsgrenzwerten für direkte Emissionen“ von Treibhausgasen genau versteht. Diese Frage ist deshalb relevant, weil es von der instrumentellen Ausgestaltung her unterschiedliche Möglichkeiten für die Begrenzung von Emissionen bei einzelnen Anlagen gibt. Während der „klassische“ Typ des Emissionsgrenzwerts für Luftschadstoffe, wie ihn die Vorschriften des deutschen Immissionsschutzrechts kennen, auf die Menge des Schadstoffs im Abgas abstellt – wobei es entweder auf die Konzentration oder auf die Menge in einer kürzeren Zeiteinheit (meist pro Stunde) ankommt –, werden im Rahmen von sog. Budgetansätzen über sehr lange

Zeiträume summierte Gesamtmengen (Höchstmengen) festgesetzt. Von daher ist klärungsbedürftig, ob budgetartige Festlegungen begrifflich überhaupt von Art. 9 der IE-RL mit erfasst sind.

Der Terminus „Emissionsgrenzwert“ wird in Art. 3 Nr. 5 der IE-RL definiert als:

„die im Verhältnis zu bestimmten spezifischen Parametern ausgedrückte Masse, die Konzentration und/oder das Niveau einer Emission, die in einem oder mehreren Zeiträumen nicht überschritten werden dürfen“.

Der Wortlaut der Definitionsvorschrift legt als solcher nahe, auch budgetartige Festlegungen als „Grenzwerte“ anzusehen, sofern sie auf bestimmte Zeiträume (z.B. ein Jahr) bezogen sind. Dieses Verständnis ist aber keineswegs zwingend. Untersucht man den weiteren Kontext der Bestimmungen, so kann nicht übersehen werden, dass es eine mit Jahres-Budgets oder Rest-Emissionsmengen vergleichbare Grenzwertkategorie in der IE-RL an keiner Stelle gibt. Namentlich der für EU-weite Grenzwerte zur Luftreinhaltung bei Großfeuerungsanlagen maßgebende Art. 30 IE-RL und die von diesem in Bezug genommenen konkretisierenden Bestimmungen in Anhang V der IE-RL kennen eine solche Grenzwertkategorie nicht. Diese entsprechen vielmehr durchweg dem „klassischen“ Typ des Emissionsgrenzwerts.

Die Festlegung von budgetartigen Mengenbegrenzungen wäre auch mit dem konzeptionellen Grundansatz der IE-RL nicht zu vereinbaren, nach dem sich die anlagenbezogenen Anforderungen zur Emissionsbegrenzung an den „besten verfügbaren Techniken“ (BVT) auszurichten haben (vgl. insb. die Art. 11, 14, 15 sowie die Definitionen von Art. 3 Nr. 10 bis 13 der IE-RL, ferner unter den Erwägungsgründen insb. Nr. 12 der IE-RL). Im deutschen Recht verwendet man insoweit – nicht ganz deckungsgleich beschrieben²⁶⁶ – den Begriff „Stand der Technik“ (vgl. § 3 Abs. 6 BImSchG). Die Einhaltung der „besten verfügbaren Techniken“ stand schon in der IVU-RL im Mittelpunkt der anlagenbezogenen Anforderungen (vgl. insb. Art. 3 sowie Erwägungsgrund 17 der IVU-RL). Sie kann EU-rechtlich als Schlüsselkategorie des Anlagenzulassungsrechts begriffen werden. Die IE-RL führt diesen Ansatz weiter. Sie verfeinert das Anforderungssystem zu den „besten verfügbaren Techniken“ und hebt es auf eine höhere Verbindlichkeitsstufe.²⁶⁷

Der Sache nach geht es bei den „besten verfügbaren Techniken“ stets und ausschließlich um die Setzung von *technischen Mindeststandards*, die im Betrieb der Anlage zu erfüllen sind – und die typischerweise in „klassischen“ Emissionsgrenzwerten ausgedrückt werden. In budgetartigen Mengenbegrenzungen kann demgegenüber kein bestimmter technischer Anforderungsstandard zum Ausdruck gebracht werden. Denn sie sind schlicht nicht technischer Art. Ihr Regelungsgegenstand ist nicht die Anlagentechnik, sondern die Erfüllung eines von außen gesetzten umweltpolitischen Ziels.

Wenn der Richtliniengeber in Art. 9 IE-RL von untersagten Grenzwerten „in der Genehmigung“ spricht, hat er notwendigerweise Grenzwerte vor Augen, die ihrer Art nach zu einer anlagentechnischen Genehmigung passen, wie sie in der Richtlinie angelegt sind. Auf die Anlagentechnik bezogen soll es demnach keine Emissionsgrenzwerte für Treibhausgase geben dürfen. Ob der nationale Gesetzgeber andersartig Einfluss auf den Anlagenbetrieb mit seinen Emissionen

²⁶⁶ Differenzierend Jarass, Das neue Recht der Industrieanlagen, NVwZ 2013, 169/170 f.

²⁶⁷ Vgl. Braunewell, UPR 2011, 250/250 f.; Jarass, NVwZ 2013, 169/170 f.; Röckinghausen, UPR 2012, 161/163 ff.

an Treibhausgasen nimmt, gehört nicht zu den Regelungsgegenständen des Art. 9 IE-RL. Aus diesem Blickwinkel erschließt sich auch Erwägungsgrund 10 der IE-RL, der den Mitgliedstaaten ausdrücklich einen Freiraum geben will, anderweitige „Vorschriften über Treibhausgase“ zu erlassen.

Aus dem Regelungskontext der IE-RL heraus spricht daher mehr dafür, das in der Anpassungsklausel des Art. 9 IE-RL ausgesprochene Verbot der Festsetzung von CO₂-Grenzwerten auf nationaler Ebene so zu verstehen, dass dieses von der Regelungsart her allein auf Festlegungen technischer Mindeststandards für Emissionsbegrenzungen bezogen sein soll. So verstanden, lässt sich aus dem Wortlaut von Art. 9 IE-RL nicht darauf schließen, dass budgetartige Mengenbegrenzungen für Treibhausgasemissionen durch die Anpassungsklausel ausgeschlossen sein könnten.

4.1.2 Befugnis zu CO₂-Grenzwerten aus der Schutzverstärkungsklausel?

Gemäß Art. 193 AEUV hindern EU-Regelungen, die auf die Umweltschutzkompetenzen aus Art. 192 AEUV gestützt sind, die einzelnen Mitgliedstaaten nicht daran, „verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen“.

Art. 193 AEUV wurde ohne Änderung des Inhalts aus dem früheren Art. 176 EGV übernommen, dessen Wortlaut sich auf die Kompetenzen aus Art. 175 EGV bezog. Seit dem Inkrafttreten des AEUV wird insoweit einheitlich Art. 193 AEUV zur Anwendung gebracht und danach gefragt, ob die jeweilige Bezugsnorm nach heutigem Recht auf Art. 192 AEUV zu stützen wäre.²⁶⁸ Bei Anwendung des Art. 176 EGV ergäbe sich aber kein Unterschied.

Möglicherweise lässt sich aus Art. 193 AEUV (bzw. aus Art. 176 EGV) ableiten, dass die Mitgliedstaaten entgegen dem Wortlaut der ETS- und der IE-Richtlinie dazu befugt sind, auf nationaler Ebene auch innerhalb des Anwendungsbereichs des Emissionshandels CO₂-Grenzwerte für die erfassten Kraftwerke aufzustellen und gegenüber den Anlagenbetreibern im Wege nachträglicher Änderungen durchzusetzen.²⁶⁹

Die Problemlage spricht sehr dafür, zusätzliche nationale Instrumente zu ergreifen, denn der Emissionshandel erfüllt die ihm an sich zugeordnete Funktion alles andere als zufriedenstellend.²⁷⁰ Rechtlich kann das als problematisch angesehen werden, weil der Emissionshandel damit ein Hindernis für die Verwirklichung des generellen Gebots aus Art. 192 AEUV zu einer vorsorgenden Umweltschutzpolitik darstellt – so dass das Vorsorgeprinzip geradezu „konterkariert“ würde, wenn den Mitgliedstaaten dadurch ein eigenständiges Handeln im Sinne des Vorsorgeprinzips untersagt würde.²⁷¹

²⁶⁸ Calliess, in: Calliess/Ruffert, Art. 193 AEUV Rdnr. 6 m.w.N.

²⁶⁹ Eingehend Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 15 ff.; Ziehm/Wegener, Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte (2013); Verheyen, Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke (2013), S. 9 ff.; vorsichtiger Schäuble/Volkert u.a., CO₂-Emissionsgrenzwerte (IASS, 2014), S. 23 ff.

²⁷⁰ In diesem Sinne Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 13 ff. Ähnlich Oei/Kemfert u.a., Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen (DIW 2014), S. 128.

²⁷¹ Eingehend Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 13 ff.

Eine Anreizwirkung zum Umstieg auf weniger klimaschädliche Energieträger löst der Emissionshandel wegen des entstandenen und auf absehbare Zeit nicht wesentlich geringer werdenden Zertifikateüberschusses nicht aus. Ihm fehlen geeignete Mechanismen, um den Überschuss bis 2020 wirksam abzubauen. Das Ende 2013 beschlossene Backloading in einer Menge von bis zu 900 Millionen Zertifikaten²⁷² reicht dazu nicht aus, zumal die Zertifikate nicht dauerhaft vom Markt genommen werden.²⁷³ Die für den Zeitraum nach 2020 politisch in der Diskussion befindliche „Marktreserve“ mag eine gewisse Entspannung bringen können. Ob sie tatsächlich beschlossen wird, ist aber nicht gesichert. Außerdem müsste die EU sich schon frühzeitig zu wesentlich strengeren Zielgrößen für das Cap entscheiden, um rechtzeitig die nötigen Investitionssignale auslösen zu können. Es kann deshalb bezweifelt werden, ob mit dem Emissionshandel in seiner gegenwärtigen Gestalt dem in Art. 191 AEUV verankerten Vorsorgeprinzip Genüge getan werden kann.²⁷⁴

Für eine Anwendbarkeit der Schutzverstärkungsklausel lässt sich aus dem Kontext der Emissionshandelsbestimmungen selbst auf den bereits zitierten Erwägungsgrund 10 der IE-RL verweisen. Dieser spricht unter ausdrücklicher Bezugnahme auf Art. 193 AEUV davon, dass es den Mitgliedstaaten gestattet sei, „verstärkte Schutzmaßnahmen beizubehalten oder zu ergreifen“. Als Beispiele nennt er explizit „Vorschriften für die Treibhausgasemission“, welche lediglich mit dem AEUV vereinbar sein und bei der EU-Kommission notifiziert (d.h. zur Kenntnis gegeben) werden müssen.²⁷⁵

Da die betreffende Formulierung nur einem Erwägungsgrund entstammt und keiner eigentlichen Regelung der Richtlinie, wird man aus ihr allerdings keine selbst tragende Gestattungswirkung herleiten können. Entscheidend bleibt, ob Art. 193 AEUV seinerseits einen entsprechenden Freiraum hergibt. Hierauf bezogen kann dem zehnten Erwägungsgrund eine klarstellende Funktion zukommen. Darüber hinaus kann ihm ein bei der Auslegung der IE-RL zu berücksichtigendes Motiv des Gesetzgebers entnommen werden.

Die Anwendbarkeit der Schutzverstärkungsklausel könnte unter dem Aspekt in Frage gestellt werden, dass CO₂-Grenzwerte effektiv keine „Verstärkung“ des Emissionshandels darstellen könnten, da sich durch sie nur der Zertifikatebedarf mindern würde, die durch das Cap gesetzte Obergrenze für die Emissionen aber erhalten bleibe, so dass real nur günstigere Marktbedingungen für andere dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen entstünden.²⁷⁶ Dieser Einwand ist nicht ganz von der Hand zu weisen, bleibt jedoch zu vordergründig. Das Cap des Emissionshandels dient nur als ein Etappenziel im Hinblick auf das hinter ihm stehende und in der Sache entscheidende längerfristige Klimaschutzziel. Durch Investitionen, die heute getätigt

²⁷² Beschl. Nr. 1359/2013/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2013 zur Änderung der RL 2003/87/EG zur Klarstellung der Bestimmungen über den zeitlichen Ablauf von Versteigerungen von Treibhausgasemissionszertifikaten, ABI. EU Nr. L 343, 1.

²⁷³ Neuhoff/Schopp, DIW-Wochenbericht 11/2013, 3 ff.

²⁷⁴ In der Sache überzeugend Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 13. Ein eigenständiges rechtliches Argument dürfte daraus jedoch nicht herleitbar sein.

²⁷⁵ Vgl. Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 17.

²⁷⁶ In diese Richtung Schäuble/Volkert u.a. (IASS), CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke, 2014, S. 24 f.

oder unterlassen werden, werden für die weitere Entwicklung der Emissionsminderung günstige oder ungünstige Bedingungen geschaffen (sog. Pfadabhängigkeiten). Instrumente, die heute der Entstehung von ungünstigen Pfadabhängigkeiten entgegenwirken, erleichtern es der Klimaschutzpolitik, auf den nachfolgenden Stufen strengere Zwischenziele (im Emissionshandel ausgedrückt durch Caps) festzulegen und dadurch weitergehende Reduktionsziele zu erreichen. Von daher kommt ihnen der Sache nach durchaus eine verstärkende Wirkung zu, auch wenn in der aktuellen Zuteilungsperiode noch keine unmittelbaren Erfolge sichtbar werden sollten.

Rechtsdogmatisch lässt sich gegen die Annahme einer „Schutzverstärkung“ eher damit argumentieren, dass bei ordnungsrechtlichen CO₂-Grenzwerten nicht mit einem intensiver wirkenden, sondern mit einem von der Funktionsweise her andersartigem Rechtsinstrument operiert würde. Ein wesentlicher Teil der Rechtslehre versteht die Schutzverstärkungsklausel nämlich in enger Weise dahin, dass nur quantitative, die Intensität vorhandener EU-Regelungen verstärkende nationale Maßnahmen zulässig seien.²⁷⁷ Die wenigen bisherigen Entscheidungen des EuGH zur Schutzverstärkungsklausel bringen insoweit keine Klarheit.²⁷⁸

Der engen Herangehensweise an die Klausel kann entgegengehalten werden, dass der Begriff „Schutzmaßnahmen“ keine Bindung an ein bestimmtes Regelungsmuster erkennen lässt.²⁷⁹ Dem hinter der Klausel stehenden umweltpolitischen Optimierungszweck dürfte mit einer allzu engen Auslegung nicht gedient sein, auch wenn das Gebot der einheitlichen Rechtsanwendung gewisse Grenzen setzt.²⁸⁰ Ob die Klausel aber auch systematisch andersartig wirkende Instrumente – um die es hier geht – positiv erfasst, kann auf Grundlage der bisherigen Rechtsprechung nicht klar bejaht werden.²⁸¹

Nach hier vertretener Auffassung kann insofern dem 10. Erwägungsgrund der IE-RL die entscheidende Rolle für die Auslegung in diesem speziellen Fall zukommen. Ihm lässt sich entnehmen, dass der Gesetzgeber der IE-RL – auch mit ihrem neu gefassten Artikel 9 – *keine* Sperrwirkung für andersartige nationale Instrumente der Klimaschutzpolitik für die erfassten Anlagen auszulösen *beabsichtigt* hat. Denn in dem Erwägungsgrund heißt es, dass die Mitgliedstaaten durch die IE-RL nicht daran gehindert werden sollen, „zum Beispiel Vorschriften für die Treibhausgasemissionen“ zu erlassen und insoweit von Art. 193 AEUV Gebrauch zu machen. Für dieses Verständnis spricht auch der Zusammenhang mit dem vorangehenden 9. Erwägungsgrund, aus dem sich ergibt, dass auf die Festsetzung von Grenzwerten für Treibhausgase für vom ETS erfasste Anlagen verzichtet wurde – dies aber nicht, weil sich Emissionsgrenzwerte für Treibhausgase mit dem System des Emissionshandels generell nicht vertragen würden, sondern schlicht, um „Doppelregelungen zu vermeiden“. Es liegt nicht nahe,

²⁷⁷ So z.B. Breier, in: Lenz/Borchardt, Art. 193 AEUV Rdnr. 3 f.; Nettesheim, in: Grabitz/Hilf, Art. 176 EGV Rdnr. 13.

²⁷⁸ Vgl. EuGH, Rs. C-318/98, Slg. 2000, I-4485, Rn. 46 ff.; EuGH, Rs. C-6/03, Slg. 2005, I-2753, Rn. 41, 49 und 61.

²⁷⁹ Überzeugend Kahl, in: Streinz, Art. 193 AEUV Rdnr. 19 m.w.N.; ähnlich Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 16 f.

²⁸⁰ In diesem Sinne Calliess, in: Calliess/Ruffert, Art. 193 AEUV, Rdnr. 9.

²⁸¹ Skeptisch Calliess, in: Calliess/Ruffert, Art. 193 AEUV, Rdnr. 9; bejahend Ziehm, Neue rechtliche Vorgaben (2014), S. 17.

Art. 193 AEUV enger zu verstehen, als es der EU-Gesetzgeber mit der jeweiligen Richtlinie selbst intendiert hat. Daher dürfte die Schutzverstärkungsklausel im vorliegenden Kontext durchaus in Anspruch genommen werden können.²⁸²

Die EU-Kommission hat sich zu der hier erörterten Problematik bisher nicht geäußert, obwohl dazu insoweit Anlass bestanden hätte, da Großbritannien zwischenzeitlich eine Art CO₂-Grenzwert eingeführt hat.²⁸³ Rechtlich mag daraus keine belastbare Folgerung hergeleitet werden können, politisch könnte es aber als Zeichen dafür gewertet werden, dass die EU-Kommission an diesem Punkt keinen Konflikt mit den Mitgliedstaaten eingehen möchte, bei dem sie sich als Bremser des Klimaschutzes hervortun müsste, ohne argumentieren zu können, dass der Emissionshandel eigene nationale Bemühungen der Sache nach überflüssig machen würde.²⁸⁴

Gleichwohl bleibt aus juristischer Sicht insgesamt zu konstatieren, dass die Rechtslage im Hinblick auf die Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsgrenzwerte im Sinne von technischen Mindestanforderungen an die einzelnen Anlagen als vergleichsweise unsicher bewertet werden muss,²⁸⁵ weil der Wortlaut von Art. 9 der IE-RL der Aufstellung nationaler CO₂-Grenzwerte entgegensteht.

Entsprechendes gilt vom Ansatz her auch für budgetartige Mengenbegrenzungen. Insoweit ist der Wortlaut von Art. 9 IE-RL allerdings weniger eindeutig, weil er auch dahin verstanden werden kann, dass allein Grenzwertfestsetzungen im Sinne der Vorgabe technischer Mindeststandards untersagt sein sollen, nicht jedoch budgetartige Festlegungen – wofür nach hiesiger Ansicht Überwiegendes spricht (siehe oben, 4.1.1).

4.1.3 Unvereinbarkeit weitergehender Instrumente mit dem Emissionshandel?

Ein an die Mitgliedstaaten gerichtetes weitergehendes Verbot, Energieeffizienzanforderungen aufzustellen, die zulässigen Brennstoffarten festzulegen oder budgetartige Mengenbegrenzungen für CO₂-Emissionen vorzugeben, lässt sich der ETS-RL und der IE-RL ihrem Wortlaut nach nicht entnehmen. Anders würde sich die Rechtslage darstellen, wenn die Richtlinien über ihren Wortlaut hinaus nach ihrem Sinn und Zweck darauf gerichtet sein sollten, mit dem Emissionshandel ein in jeder Hinsicht abschließendes Klimaschutzinstrument für die von ihr erfassten Anlagen aufzubauen.

Eine solche Einschätzung schimmert in Beiträgen zur allgemeinen politischen Diskussion gelegentlich durch. In den maßgebenden EU-Rechtsvorschriften und den einschlägigen Materialien der legislativen Verfahren gibt es darauf zwar Hinweise darauf, dass der Emissionshandel

²⁸² Ähnlich Ziehm, *Neue rechtliche Vorgaben* (2014), S. 17 f.; Verheyen, *Rechtliche Instrumente* (2013), S. 10.

²⁸³ Vgl. Oei/Kempf u.a., *Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen* (DIW 2014), S. 122 ff.

²⁸⁴ In diese Richtung Oei/Kempf u.a., *Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen* (DIW 2014), S. 129 f.

²⁸⁵ Optimistischer Ziehm, *Neue rechtliche Vorgaben* (2014), S. 15 ff.; Verheyen, *Rechtliche Instrumente* (2013), S. 9 ff.

seiner Funktion nach an sich als übergeordnetes Instrument gedacht war.²⁸⁶ Es war aber von Beginn an auch eine Ausnahme im Hinblick auf Energieeffizienzanforderungen in der Anlagene genehmigung vorgesehen, obwohl dadurch mit einem andersartigen Instrument in den Emissionshandel hineingewirkt wird.²⁸⁷ Die EU erwog zu keinem Zeitpunkt, ihre Klimaschutzpolitik auf das einzige Instrument Emissionshandel zu reduzieren. Im Gegenteil: Sie baute insbesondere hinsichtlich der Energieeffizienz von Produkten ihr Instrumentarium massiv aus, ebenso entschloss sie sich zu einer sehr viel intensiveren Förderung von erneuerbaren Energien – obwohl die Erfolge auf diesen Gebieten dazu führen, dass der Zertifikatebedarf im Emissionshandel abnimmt und dadurch die Funktionsweise des Emissionshandels stark beeinflusst wird.

Dementsprechend enthielt die ETS-RL von Beginn an noch einen weiteren Erwägungsgrund, der den ETS zurückhaltend als Bestandteil einer umfassenden Klimaschutzpolitik einordnet und zumindest andeutet, dass den Mitgliedstaaten Freiräume für andere auf den Anwendungsbereich des ETS einwirkende Maßnahmen verbleiben können:

„(23) Der Emissionszertifikatehandel sollte Teil eines umfassenden und kohärenten Politik- und Maßnahmenpakets sein, das auf Ebene der Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft durchgeführt wird. Unbeschadet der Anwendung der Artikel 87 und 88 des Vertrags können die Mitgliedstaaten bei Tätigkeiten, die unter das Gemeinschaftssystem fallen, die Auswirkungen von ordnungs- und steuerpolitischen sowie sonstigen Maßnahmen prüfen, die auf die gleichen Ziele gerichtet sind. Bei der Überprüfung der Richtlinie sollte berücksichtigt werden, in welchem Umfang diese Ziele erreicht wurden.“

Vor diesem Hintergrund ist es nicht plausibel anzunehmen, dass der ETS-RL und der IE-RL eine über ihren Wortlaut hinausgehende Begrenzungsfunktion für nationale Klimaschutzinstrumente zukommen soll, aus der sich ableiten ließe, dass es auf nationaler Ebene nicht gestattet wäre, Energieeffizienzanforderungen für Kraftwerke aufzustellen oder selbst zu regeln, welche Energiequellen für die Stromversorgung eingesetzt werden.

Etwas anderes ergibt sich auch nicht daraus, dass der Minderung von Treibhausgasen durch die Bestimmung des Emissionshandels-Caps im Anwendungsbereich der ETS-RL eine absolute Obergrenze gesetzt wird, die durch andere Instrumente nicht verschoben werden kann.²⁸⁸ Führen anderweitige Instrumente wie das deutsche EEG oder die EU-Vorschriften über die Energieeffizienz von Produkten nach der Ökodesign-Richtlinie zu einer Minderung des Bedarfs an fossil erzeugter Elektrizität und dadurch auch zu einer Senkung des Zertifikatebedarfs, so bewirkt dies nicht die Anpassung des ETS-Caps – mit der Folge, dass sich im Emissionshandel die Zertifikatepreise nach unten bewegen und der Marktdruck auf Maßnahmen zur Emissionsminderung abnimmt. Es ergibt sich daraus ein „Verschluckeffekt“: Der Emissionshandel verschluckt die Klimaschutzerfolge anderer Instrumente. Und: Die durch nationale Maßnahmen zusätzlich erreichten CO₂-Einsparungen führen zu einer Steigerung von CO₂-Emissionen in anderen Ländern²⁸⁹ – was der Sachverständigenrat für Umweltfragen als „Wasserbetteffekt“²⁹⁰

²⁸⁶ Vgl. insb. die Erwägungen im ersten Richtlinienentwurf der Kommission, Drs. KOM(2001) 581 endgültig sowie das vorangegangene Grünbuch, Drs. KOM(2000) 87 endgültig, S. 23 ff.

²⁸⁷ Vgl. Drs. KOM(2001) 581 endgültig, S. 9 f.

²⁸⁸ Kritisch zum Ganzen Rogall, 100%-Versorgung mit erneuerbaren Energien (2014), Kap. 7.5.

²⁸⁹ Schäuble/Volkert u.a., CO₂-Emissionsgrenzwerte (IASS, 2014), S. 25.

²⁹⁰ SRU, Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung (2011), Tz. 453.

bezeichnet. Faktisch kommt dem Emissionshandels-Cap dadurch nicht nur eine die Emissionen nach oben begrenzende Aufgabe zu, sondern auch die der Setzung einer Untergrenze für die erreichbare Emissionsminderung. Effektiv kann sich der Emissionshandel dadurch zu einer „Klimaschutzbremse“ entwickeln, weil seine Wirkungsweise dazu führen kann, dass die Dynamik des Klimaschutzes gebremst wird – wie es in den letzten Jahren jedenfalls in Deutschland tatsächlich zu beobachten war.

Aus der Wechselwirkung des ETS mit anderen Instrumenten kann zwar geschlossen werden, dass der ETS in seiner gegenwärtigen Gestalt unzulänglich ist, weil er insbesondere die Dynamik bei den EE nicht angemessen aufnimmt. Gleichwohl müssen die Wechselwirkungen als solche nicht als Systemfehler betrachtet werden. Denn es ergibt durchaus auch für den ETS selbst Sinn, das Erreichen der Cap-Ziele dadurch zu erleichtern, dass ergänzend andere Instrumente eingesetzt werden, die (auch) den Bedarf an Emissionszertifikaten mindern. Problematisch ist das nur dann, wenn für den Fall sehr ausgeprägter Senkungen des Zertifikatebedarfs keine wirksamen Mechanismen zur Anpassung des Caps vorhanden sind – wie es leider für den realen ETS konstatiert werden muss.

Dass der ETS nicht als „lupenrein“ alleinstehendes Instrument konzipiert ist, welches andere Rechtsinstrumente mit im Resultat ähnlicher oder sich überschneidender Zielrichtung ausschliesse, lässt sich im Übrigen auch daran erkennen, dass den Mitgliedstaaten explizit offen gehalten wurde zu entscheiden, ob sie für ETS-Anlagen nationale Energieeffizienzanforderungen bei der Anlagengenehmigung aufstellen oder nicht. Wäre der ETS als für die Reduzierung der CO₂-Emissionen aus von ihm erfassten Anlagen allein maßgebendes Steuerungsinstrument konstruiert worden, so hätte es diese „Ausnahme“ für ein anderes Instrument nicht geben dürfen. Indem der Richtliniengeber dieses in die Funktionsweise des Emissionshandels „quer“ eingreifende Zusatzinstrument gestattet, signalisiert er, dass er dem Emissionshandel nicht die alleinige Steuerungsfunktion für den Klimaschutz bei den erfassten Anlagen zuschreiben will.

4.1.4 Unzulässigkeit nationaler Regelungen zum Kohleausstieg?

Weder aus dem Text der beiden hier geprüften Richtlinien noch aus ihrem Sinn und Zweck lässt sich darauf schließen, dass es den Mitgliedstaaten versagt wäre, eine Art Kohleausstiegsplan über Instrumente wie die Festlegung individueller Abschaltzeiten, die Vorgabe von Restlaufzeiten oder Restmengen an Strom bzw. CO₂ sowie die Kontingentierung und schrittweise Senkung von Reststrommengen aus Kohlekraftwerken zu realisieren.

Ein Verbot derartiger Regelungen auf nationaler Ebene durch die ETS-RL oder die IE-RL würde seinerseits sogar mit den Bestimmungen des AEUV kollidieren. Denn Art. 192 Abs. 2 Buchstabe c) Satz 1 des AEUV bestimmt:

„Abweichend von dem Beschlussverfahren des Absatzes 1 und unbeschadet des Artikels 114 erlässt der Rat gemäß einem besonderen Gesetzgebungsverfahren nach Anhörung des Europäischen Parlaments, des Wirtschafts- und Sozialausschusses sowie des Ausschusses der Regionen einstimmig

- a) Vorschriften überwiegend steuerlicher Art;
- b) Maßnahmen, die [...];
- c) Maßnahmen, welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren.“

Die Vorgängerregelung des Art. 175 EGV hatte (abgesehen von den jeweils in Bezug genommenen Normen) den identischen Wortlaut.

Die auf Art. 175 Abs. 1 EGV bzw. auf Art. 192 Abs. 1 AEUV gestützten Vorschriften der ETS-RL und der IE-RL, die dem regulären Gesetzgebungsverfahren entsprechend mit Mehrheitsbeschluss im Rat und im Parlament²⁹¹ ergangen sind, konnten und durften daher gar keine Regelungen treffen, „welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren“. Anderenfalls läge eine Kompetenzüberschreitung vor, mithin ein im Verfahren vor der EU-Gerichtbarkeit zwingend zur Nichtigkeit führender Primärrechtsverstoß.

Vorschriften des EU-Sekundärrechts müssen, sofern der Wortlaut der strittigen sekundärrechtlichen Vorschriften hierfür Spielräume hergibt, primärrechtskonform ausgelegt werden.²⁹² Das bedeutet, dass diejenige Auslegung vorzuziehen ist, die zu einer mit den Primärrechtvorgaben übereinstimmenden Lösung führt.²⁹³ Die ETS-RL und die IE-RL *können* hier so ausgelegt werden, dass ein Verstoß gegen Art. 192 Abs. 2 c) AEUV (bzw. Art. 175 Abs. 2 c) EGV) vermieden wird – also *müssen* sie auch so ausgelegt werden.

Ein gegenüber den Mitgliedstaaten ausgesprochenes Verbot, die Verwendung von Kohle als Energiequelle für das Stromversorgungssystem auszuschließen, wäre mit Art. 192 Abs. 2 c) AEUV nicht zu vereinbaren. Denn *erstens* handelte es sich bei der mitgliedstaatlichen Regelung um eine Entscheidung über die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und *zweitens* würde das von der Richtlinie ausgesprochene Verbot dazu führen, Deutschland die zielgerichtete Transformation zu einer in erster Linie auf EE basierenden Stromversorgung zu untersagen – was nicht nur einen erheblichen Einfluss auf die Struktur der nationalen Energieversorgung hätte, sondern darauf hinauslaufen würde, dass die EU Deutschland das Anstreben einer bestimmten Struktur der Energieversorgung untersagen würde.

Angesichts dieser ggf. massiven Einflussnahme auf die Struktur des deutschen Energieversorgungssystems kann hier die strittige Frage dahinstehen, ob eine Verletzung des Art. 192 Abs. 2 c) AEUV bereits vorliegt, wenn nur eines der beiden Tatbestandsmerkmale (einerseits Wahl der Energiequelle, andererseits erhebliche Beeinflussung der Strukturen der nationalen Energieversorgung) erfüllt ist – oder ob beide kumulativ vorliegen müssen.²⁹⁴ Hier wären ohnehin beide Tatbestandsmerkmale gegeben.

Bei alledem ist es gleichgültig, welche konkreten Motive der nationale Gesetzgeber bei seinen energiepolitischen Systementscheidungen verfolgt. Der Umstand, dass für den nationalen Kohleausstieg eine im Grundsatz mit der ETS-RL übereinstimmende Zielsetzung des Klimaschutzes vorliegt, ändert nichts daran, dass die EU ihre Kompetenzen überschreiten würde, wenn

²⁹¹ Im früheren EGV als „Mitentscheidungsverfahren“ bezeichnet (Art. 251 EGV).

²⁹² EuGH, Rs. 29/69, Slg. 1969, 419; EuGH, Rs. C-314/89, Slg. 1991, I-1647 Rn. 17; EuGH, Rs. C-98/91, Slg. 1994, I-248, Rn. 9.

²⁹³ Vgl. Schroeder, in: Streinz, Art. 288 AEUV, Rdnr. 20 m.w.N.; ferner im Hinblick auf Art. 11 AEUV Kahl, in: Streinz, Art. 11 AEUV Rdnr. 30; Breier, in: Lenz/Borchardt, Art. 11 AEUV Rdnr. 15.

²⁹⁴ Die (deutsche) herrschende Meinung nimmt an, dass beide Merkmale kumulativ erfüllt sein müssen. Vgl. Breier, in: Lenz/Borchardt, Art. 192 AEUV Rdnr. 12; Nettessheim, in: Grabitz/Hilf, Art. 175 EGV Rdnr. 79; in diese Richtung auch Calliess, in: Calliess/Ruffert, Art. 192 AEUV Rdnr. 32; kritisch dazu Kahl, in: Streinz, Art. 192 AEUV Rdnr. 33.

sie es den Mitgliedstaaten untersagen würde, gezielt auf einen Systemausstieg aus der Kohle hinzuarbeiten (worauf der Emissionshandel in seiner jetzigen Gestalt nicht gerichtet ist).

Ergänzt sei, dass sich auch dann keine andere Beurteilung ergäbe, wenn die betreffenden EU-Richtlinien unter Wahrnehmung der neuen EU-Kompetenz aus Art. 194 AEUV zur Energiepolitik ergangen wäre oder ergehen würde. Denn die kompetenzbeschränkende Klausel des Art. 192 Abs. 2 c) AEUV wurde – unter Hinzufügung eines weiteren Tatbestandsmerkmals im Hinblick auf die Nutzung nationaler Energieressourcen – auch in Art. 194 Abs. 2 Unterabs. 2 AEUV übernommen.

Im Resultat kann daher geschlossen werden, dass der ETS-RL und der IE-RL kein Verbot der Mitgliedstaaten entnommen werden kann, einen gezielten Transformationsprozess zu einem in erster Linie auf EE basierenden und zugleich auf Kohle (oder auch auf Braunkohle) verzichtenden Stromversorgungssystem einzuleiten und durch geeignete Rechtsinstrumente zu gestalten. Diese Entscheidung bleibt nach Art. 192 und Art. 194 AEUV eine Angelegenheit der Mitgliedstaaten, solange die EU dazu nicht in dem vorgesehenen Verfahren einstimmig abgesicherte gemeinsame EU-weite Regelungen treffen sollte.

Etwas unsicherer stellt sich die EU-rechtliche Ausgangssituation in dieser Hinsicht allerdings für die Variante der Restemissionsmengen an CO₂ dar. Zwar kann insoweit gut argumentiert werden, dass die Emissionsmengen nur einen Bemessungsmaßstab für die Umsetzung der in ihrem Kern energiepolitischen Strukturentscheidung darstellten, der zudem auf andere Weise als ein starrer CO₂-Grenzwert wirke. Dennoch birgt diese Variante ein unnötiges zusätzliches Risiko, weil in ihr weniger gut deutlich wird, dass es dem Gesetzgeber um eine grundlegende energiepolitische Strukturveränderung geht.

4.1.5 Unzulässigkeit finanziell wirkender Instrumente?

Für Instrumente steuerlicher Art gelten im Ergebnis die gleichen Überlegungen wie im Hinblick auf nationale Entscheidungen zur Struktur der Energieversorgung. In diesem Falle steht Art. 192 Abs. 2 Satz 1 Buchstabe a) AEUV dagegen, die ETS-RL und/oder die IE-RL dahin zu verstehen, dass sie eigenständige Instrumente steuerlicher Art auf nationaler Ebene untersagen würden. Mit Blick auf diese Vorschrift müssen die ETS-RL und die IE-RL vielmehr im Wege primärrechtskonformer Auslegung dahin verstanden werden, die Freiräume der Mitgliedstaaten zur Ergreifung eigenständiger Maßnahmen steuerlicher Art auf dem Gebiet des Klimaschutzes nicht zu beschränken.

Sollte es sich dabei um finanziell wirksame Instrumente handeln, die nach deutschem Verfassungsrecht ihrerseits nicht steuerlicher Art sind, gilt das zwar unmittelbar nicht ebenfalls. Soweit sich diese jedoch als Instrumente zur Transformation des Stromsystems darstellen, kommt jedoch wiederum die Kompetenzbeschränkung aus Art. 192 Abs. 2 c) AEUV zum Tragen. Aber auch im Übrigen ist nicht ersichtlich, dass sich aus der ETS-RL und die IE-RL keine ernstlichen Hindernisse gegenüber derartigen Instrumenten ergeben würden.

4.2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Auch aus der im Rahmen des 3. Elektrizitätsbinnenmarktpakets 2009 verabschiedeten Richtlinie 2009/72/EG²⁹⁵ über den über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG²⁹⁶ – im Folgenden: Elt-RL – lassen sich keine Hindernisse für die Ergreifung der hier diskutierten Kohleausstiegsinstrumente herleiten. Im Gegenteil: Die Richtlinie bestätigt erneut und explizit, dass es den Mitgliedstaaten obliegt und unbenommen bleibt, selbst darüber zu entscheiden, welche Energieträger für die Stromversorgung eingesetzt werden sollen. Hierbei können ihre Entscheidungen auch und insbesondere durch Erwägungen der Umweltschutzpolitik – einschließlich der Klimaschutzpolitik – getragen sein.²⁹⁷

Art. 7 der Richtlinie 2009/72/EG verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, im Rahmen von Genehmigungsverfahren für neue Erzeugungsanlagen energiewirtschaftliche Anforderungen vorzugeben. Sie bringt dabei klar zum Ausdruck, dass dabei auch Festlegungen über die Wahl der Energiequellen und über Umweltschutzanforderungen getroffen werden können:

„Artikel 7

Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten

(1) Für den Bau neuer Erzeugungsanlagen beschließen die Mitgliedstaaten ein Genehmigungsverfahren, das nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien anzuwenden ist.

(2) Die Mitgliedstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zum Bau von Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Bei der Festlegung geeigneter Kriterien tragen die Mitgliedstaaten folgenden Aspekten Rechnung:

- a) Sicherheit und Sicherung des elektrischen Netzes der Anlagen und zugehörigen Ausrüstungen,
- b) Schutz der Gesundheit der Bevölkerung und der öffentlichen Sicherheit,
- c) Umweltschutz,
- d) Flächennutzung und Standortwahl,
- e) Gebrauch von öffentlichem Grund und Boden,
- f) Energieeffizienz,
- g) Art der Primärenergieträger,
- h) spezifische Merkmale des Antragstellers, wie technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit,
- i) Einhaltung der nach Artikel 3 getroffenen Maßnahmen,
- j) Beitrag der Erzeugungskapazitäten zum Erreichen des in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen genannten gemeinschaftlichen Ziels, bis 2020 mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, und

²⁹⁵ ABl. EU Nr. L 211, 55.

²⁹⁶ ABl. EU Nr. L 176, 37.

²⁹⁷ Siehe – auch zum Folgenden – bereits Klinski, ER 2012, 47/49 ff.

k) Beitrag von Erzeugungskapazitäten zur Verringerung der Emissionen.“

Die Vorgaben des Art. 7 Abs. 1 und 2 Elt-RL, die bis März 2011 umzusetzen waren, wurden durch den deutschen Gesetzgeber im Rahmen der EnWG-Novelle 2011 zur Energiewende nicht weiter beachtet.²⁹⁸ In den Gesetzgebungsunterlagen finden sich keine Hinweise auf die Vorschrift.²⁹⁹ Offenbar wurde stillschweigend angenommen, das deutsche Recht werde der Richtlinienbestimmung bereits gerecht. Bereits bei der EnWG-Novelle des Jahres 2005 hatte der deutsche Gesetzgeber darauf verzichtet, sich im Detail mit den betreffenden, etwas offener gestalteten Vorgaben der (damaligen) Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG³⁰⁰ zu befassen. Im Gesetzentwurf zum ENWG 2005³⁰¹ hieß es – inhaltlich nicht nachvollziehbar³⁰² –, mit den Bestimmungen des (damals neuen) § 53 EnWG zur Ausschreibung neuer Kapazitäten würden auch die betreffenden Vorgaben zum Genehmigungsrecht umgesetzt.

Wie Art. 7 Abs. 1 der Elt-RL deutlich macht, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, ein Genehmigungsverfahren für den Bau neuer Erzeugungsanlagen zu „beschließen“. Dabei steht es ihnen nach Absatz 2 Satz 1 der Vorschrift grundsätzlich frei, geeignete Kriterien für die Erteilung der Genehmigung festzulegen. Allerdings müssen sie dabei den in Absatz 2 Satz 2 genannten Aspekten Rechnung tragen. Das bedeutet: Ihnen steht grundsätzlich ein Gestaltungs- und Ermessensspielraum für die Entscheidung darüber zu, welche Genehmigungskriterien (Genehmigungsanforderungen) sie in ihren nationalen Rechtsvorschriften aufstellen.³⁰³ Dabei müssen sie jedoch den in Absatz 2 Satz 2 aufgeführten Aspekten „Rechnung tragen“, diese also in ihre Überlegungen zur Entscheidung über die Kriterien einbeziehen. Sie können sich entscheiden, den einen oder anderen Aspekt in den Vordergrund zu stellen oder zu vernachlässigen. Sie müssen sich aber bewusst (begründet) dazu verhalten, wie mit den einzelnen genannten Aspekten umgegangen wird.

Mit dem System der bisher existierenden deutschen Rechtsvorschriften des Anlagenzulassungsrechts sowie des vorgelagerten Bauplanungs- und Raumordnungsrechts wird ein großer Teil der zu berücksichtigenden Aspekte abgearbeitet. Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung bietet angesichts ihrer Konzentrationswirkung (§ 13 BImSchG) und ihren damit korrespondierenden, auch andere öffentlich-rechtliche Vorschriften umfassenden Genehmigungsveroraussetzungen (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG) ein geeignetes Korsett dafür. Die Gesamtheit der Anforderungen wird jedoch bislang nicht abgebildet. Namentlich gehören Aspekte der Versorgungs- und Netzsicherheit, der Art der Primärenergieträger, der Leistungsfähigkeit der Anlagenbetreiber, des Beitrags zu den EE-Ausbauzielen und zur Emissionsminderung (siehe Buchstaben a, g, h, j und k) nicht oder nur teilweise zum Prüfungsprogramm im Rahmen der Anlagengenehmigung.³⁰⁴

²⁹⁸ Kritisch Klinski, ER 2012, 47/50 f.

²⁹⁹ Vgl. BT-Drs. 17/6072 (Gesetzentwurf); BT-Drs. 17/6365 (Beschlussempfehlung).

³⁰⁰ ABl. EG 2003 Nr. L 176, 37.

³⁰¹ BT-Drs. 15/3915, 68.

³⁰² Kritisch auch Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 53 Rdnr. 2.

³⁰³ So auch Däuper/Voß, ZNER 2012, 119/121.

³⁰⁴ Vgl. die umfassende Übersicht bei Jarass, BImSchG, § 6 Rdnr. 5 ff (zu § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG) sowie 8 ff. (zu § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG).

Unabhängig von der weitergehenden Frage, ob das deutsche Recht diesem Konzept insgesamt gerecht wird, kann jedenfalls kein ernstlicher Zweifel daran bestehen, dass die Richtlinie ausreichend Raum dafür lässt, im Rahmen des Genehmigungsrechts dem Klimaschutz, der Förderung der erneuerbaren Energien oder deren tatsächlicher Nutzung (auch) dadurch Rechnung zu tragen, dass der Einsatz bestimmter, besonders klimaschädlicher Primärenergieträger bei Neuanlagen ausgeschlossen wird oder geeignete Anforderungen an die flexible Regelbarkeit der Kraftwerke aufgestellt werden, um den Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien praktisch erreichbar zu machen und dadurch gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.³⁰⁵

4.3 Energiesteuer-RL

Die Richtlinie 2003/96/EG über die Besteuerung von Energieprodukten³⁰⁶ (Energiesteuer-RL) verpflichtet die Mitgliedstaaten, für die verschiedenen Kraftstoffe und Heizstoffe bestimmte Mindestsätze der Besteuerung vorzusehen. In Deutschland wurde durch die Richtlinie der Erlass des Energiesteuergesetzes im Jahr 2005³⁰⁷ veranlasst, welches an die Stelle des früheren Mineralölsteuergesetzes getreten ist. Inhaltlich neu war die Aufnahme der nach der Energiesteuer-Richtlinie gebotenen Besteuerung auch von Kohle, allerdings mit einem sehr niedrigen Steuersatz, wobei zugleich für die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung eine Befreiung ausgesprochen wurde (vgl. § 37 EnergieStG), wobei Entsprechendes auf Grundlage einer anderen Rechtskonstruktion im Ergebnis auch für die Verwendung von Erdgas zu Stromerzeugungszwecken gilt (§ 53 EnergieStG).

Im verfassungsrechtlichen Abschnitt über die Energiesteuer (siehe oben, 3.6.3.1) wurden die Vorgaben des deutschen EnergieStG näher erläutert und denkbare Veränderungen diskutiert. Dabei schälten sich drei mögliche (und sinnvolle) Änderungen des deutschen Energiesteuergesetzes von Verfassungs wegen als unbedenklich heraus:

- die Anhebung des Grundtarifs zur Kohlebesteuerung in Abhängigkeit vom Energiegehalt auf das Niveau von Erdgas (und Heizöl),
- die Differenzierung der Energiesteuersätze zwischen verschiedenen Arten von Kohle entsprechend ihrer Klimaschädlichkeit,
- eine (ggf. volle) Besteuerung von Kohle für die Verwendung zum Zwecke der Stromerzeugung einzuführen – im Gegenzug jedoch eine vollständige oder teilweise Befreiung von Erdgas vorzusehen,

Aus der Perspektive der Energiesteuer-RL stellt sich die erste der angesprochenen Änderungsmöglichkeiten als unproblematisch zulässig dar. Die Energiesteuer-RL schreibt den Mitglied-

³⁰⁵ So bereits Klinski, ER 2012, 47/50 f.

³⁰⁶ RL 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABI. EU 2003 Nr. L 283, 51.

³⁰⁷ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007), zuletzt geändert durch Gesetz vom 18. Juli 2014 (BGBl. I S. 1042).

staaten vor, für die von ihr erfassten Energiearten bestimmte Mindestsätze nicht zu unterschreiten (Art. 4 Abs. 1 Energiesteuer-RL). Der Richtlinie kann demgegenüber nicht entnommen werden, dass die Steuersätze nach oben begrenzt seien. Eine Anhebung des Satzes für Kohle auf das für Erdgas und Heizöl bei Verwendung zu Heizzwecken geltende Niveau würde mit dem in Anhang I Tabelle C der Energiesteuer-RL angelegten Mindestsatzsystem nicht nur zu vereinbaren sein, sondern deren Bewertungsmaßstäben erheblich besser gerecht werden als die jetzige Regelung in Deutschland. Denn für Kohle liegt der Steuertarif in der Größenordnung des dort festgelegten Mindestsatzes, für Heizöl sowie für zu Heizzwecken verwendetes Erdgas liegt er aber bei dem rund 4,6-fachen des Mindeststeuersatzes (wogegen auf Grund von Art. 3 Abs. 1 GG Bedenken zu erheben sind – siehe oben, 3.6.3.1).

Eine Differenzierung der Steuersätze nach ihrer Klimaschädlichkeit ist ebenfalls zulässig. Gemäß Art. 5 Abs. 1 der Energiesteuer-RL können die Mitgliedstaaten unter bestimmten Voraussetzungen „unter Steueraufsicht gestaffelte Steuersätze anwenden“. Das gilt nach dem ersten Anstrich der Vorschrift unter anderem, wenn „ein direkter Zusammenhang zwischen den gestaffelten Steuersätzen und der Qualität der Erzeugnisse“ besteht. Unter der „Qualität der Erzeugnisse“ ist nicht ausschließlich ihr Energiegehalt zu verstehen. Vielmehr kann es auch um andersartige Beschaffenheitsmerkmale gehen, die dem Produkt selbst anhaften. In diesem Sinne differenziert beispielsweise das deutsche EnergieStG bei Benzin, Diesel und Heizöl nach dem Schwefelgehalt – stellt hinsichtlich des Steuertarifs also auf den Schadstoffgehalt ab (vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 1 und 4 sowie § 3 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG). Auf gleiche Weise könnte bei Kohle auch mit Bezug auf den für die entstehenden CO₂-Emissionen entscheidenden Kohlenstoffgehalt verfahren werden. Entsprechend wird z.B. auch in den Niederlanden und in Großbritannien verfahren (siehe oben, 3.6.3.1).

Auch die dritte und für die hier verfolgten Ziele wichtigste Änderungsoption, Kohle künftig auch bei der Verwendung für Stromerzeugungszwecke zu besteuern, begegnet im Ergebnis keinen Bedenken. Maßgebend ist insofern Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) der Energiesteuer-RL:

„(1) Über die allgemeinen Vorschriften für die steuerbefreite Verwendung steuerpflichtiger Erzeugnisse gemäß der Richtlinie 92/12/EWG hinaus und unbeschadet anderer Gemeinschaftsvorschriften befreien die Mitgliedstaaten unter den Voraussetzungen, die sie zur Sicherstellung der korrekten und einfachen Anwendung solcher Befreiungen und zur Verhinderung von Steuerhinterziehung und -vermeidung oder Missbrauch festlegen, die nachstehenden Erzeugnisse von der Steuer:

a) bei der Stromerzeugung verwendete Energieerzeugnisse bzw. verwendeter elektrischer Strom sowie elektrischer Strom, der zur Aufrechterhaltung der Fähigkeit, elektrischen Strom zu erzeugen, verwendet wird. Es steht den Mitgliedstaaten allerdings frei, diese Erzeugnisse aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern, ohne die in der Richtlinie vorgesehenen Mindeststeuerbeträge einhalten zu müssen. In diesem Fall wird die Besteuerung dieser Erzeugnisse in Bezug auf die Einhaltung der Mindeststeuerbeträge für elektrischen Strom im Sinne von Artikel 10 nicht berücksichtigt;“

Die Vorschrift sieht demnach grundsätzlich vor, dass die zur Stromerzeugung eingesetzten Primärenergieträger nicht besteuert werden. Hiervon abweichend ist es den Mitgliedstaaten jedoch gestattet, sie „aus umweltpolitischen Gründen zu besteuern“. An die Höhe der Mindeststeuerbeträge sind sie dann nicht gebunden. In Bezug auf die Erhebung der Mindeststeuerbeträge für Strom wird diese Besteuerung nicht berücksichtigt. Auf dieser Möglichkeit beruhen auch die unter dem Schlagwort des „CO₂-Mindestpreises“ bekannt gewordenen energiesteuerrechtlichen Bestimmungen in Großbritannien („Carbon Price Floor“) und den Niederlanden.

Danach ist eindeutig, dass die Mitgliedstaaten frei darin sind, von der Steuerbefreiung für zu Stromerzeugungszwecken eingesetzten Energieerzeugnissen abzusehen, wenn diese Abweichung umweltpolitisch motiviert ist. Dass Klimaschutz erwägungen umweltpolitisch sind, kann nicht ernstlich bestritten werden. Folglich dürfen die Mitgliedstaaten den Einsatzstoff Kohle für die Verwendung zur Stromerzeugung der Energiesteuer unterwerfen (ggf. auch unter differenzierenden Steuertarifen für Braun- und Steinkohle).³⁰⁸

Die Besteuerung der Verwendung anderer fossiler Energieträger zu Stromerzeugungszwecken wäre danach ebenfalls zulässig, wenn dahinter das (umweltpolitische) Ziel stehen sollte, einen Anreiz für die Verwendung von regenerativen Energien zur Stromerzeugung zu schaffen. Gestattet wäre es auch, generell die Besteuerung der Verwendung zur Elektrizitätserzeugung vorzusehen und hierbei zwischen verschiedenen Emissionsfaktoren der Einsatzstoffe zu differenzieren oder die Steuersätze für besonders klimaschädliche Einsatzstoffe gezielt überproportional hoch anzusetzen, um dadurch einen zusätzlichen umweltpolitischen Steuerungseffekt zu erzielen. Aus verfassungsrechtlicher Sicht ist insoweit lediglich (erneut) darauf hinzuweisen, dass das entstehende Differenzierungsgefüge sich als folgerichtig im Sinne der gesetzten Ziele darstellen muss (siehe oben, 3.5.2 und 3.6.3.1).

Entscheidet sich der deutsche Steuergesetzgeber dazu, diesen Weg zu gehen, so „wird die Besteuerung dieser Erzeugnisse in Bezug auf die Einhaltung der Mindeststeuerbeträge für elektrischen Strom im Sinne von Artikel 10 nicht berücksichtigt“. Dem Wortlaut dieser Bestimmung nach bleibt es ungeachtet der Besteuerung von zur Stromerzeugung eingesetzter Primärenergie in jedem Falle bei der Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Strom zu besteuern und insoweit den Mindeststeuersatz nicht zu unterschreiten. Eine andere Vorgehensweise würde sich innerhalb des Regulationssystems der Energiesteuer-RL nicht adäquat abbilden lassen, weil die Richtlinie keine Differenzierung der Stromsteuer nach verschiedenen Herkunftsarten vorsieht (vgl. Art. 10 Energiesteuer-RL).

Somit kann auf Basis der gegenwärtigen Fassung der Energiesteuer-RL für keine der diskutierten Änderungsoptionen zum deutschen Energiesteuergesetz ein Widerspruch zu den EU-Richtlinienvorgaben erkannt werden.

Das könnte sich allerdings ändern, wenn es der EU-Kommission gelingen sollte, ihre Vorstellungen für die künftige Ausgestaltung der Energiesteuer-RL im legislativen Verfahren zur Neufassung der Richtlinie durchzusetzen. Die EU-Kommission hat dazu bereits im Frühjahr 2011 einen Vorschlag für eine novellierte Energiesteuer-RL eingebracht,³⁰⁹ der allerdings bislang nicht auf die ungeteilte Zustimmung der Mitgliedstaaten stieß und deshalb vermutlich auch nicht das Gesetzgebungsverfahren passieren wird.

In dem neuen Richtlinienvorschlag ist unter anderem vorgesehen, die bisher allein nach dem Energiegehalt gestaffelten Mindeststeuersätze durch eine zweite Steuerkomponente zu ergänzen, die nach der Treibhausgasrelevanz bemessen wird. Basis dieser zweiten Komponente,

³⁰⁸ So auch Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Manuskript 2014), S. 38.

³⁰⁹ Vorschlag zur Änderung der RL 2003/96/EG vom 13.4.2011, Drs. KOM(2011) 169 endgültig.

die als eigenständiger Steuersatz neben den allgemeinen Steuersatz treten soll, ist die Festlegung der CO₂-Emissionsfaktoren in der Entscheidung der EU-Kommission 2007/589/EG³¹⁰ (Monitoring-Leitlinien für den Emissionshandel). Die praktische Bedeutung für Deutschland wäre danach allein an sich gering, weil hier die Mindestsätze auch in der Summe beider Komponenten ohnehin bei fast allen Energiearten überschritten würden. Der neue Richtlinienvorschlag sieht jedoch zusätzlich vor, die Mitgliedstaaten – allerdings erst nach einer bis 2023 laufenden Übergangsfrist – darauf festzulegen, dass sie bei der Festsetzung der konkreten Steuerhöhe das in der Richtlinie für die verschiedenen Energiequellen festgelegte Verhältnis der Steuersätze zueinander einzuhalten haben.³¹¹ Die einzelnen nationalen Steuersätze sollen also verpflichtend proportional zur Treibhausgasrelevanz gestaffelt werden. Das würde dazu führen, dass der Steuersatz für Kohle im Verhältnis zu anderen Heizstoffen nicht mehr – wie nach bisherigem deutschem Recht vorgesehen – weit unterproportional ausfallen darf.

Der Richtlinienvorschlag der EU-Kommission enthält jedoch noch eine weitere im vorliegenden Kontext wichtige Änderungsabsicht: Er sieht vor, dass die den Mitgliedstaaten nach Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) der Energie-RL gegebene Möglichkeit, ausnahmsweise auch zur Stromerzeugung verwendete Energieprodukte zu besteuern, nur noch auf Grund von „anderen umweltpolitischen Gründen als der Verringerung der CO₂-Emissionen“ bestehen bleiben soll. Sollte dieser Vorschlag akzeptiert werden, so wäre der hier angestellten Überlegung, gezielt ausschließlich oder nach der Treibhausgasrelevanz gestaffelt vor allem zur Stromerzeugung verwendete Kohle zu besteuern, ein Riegel vorgeschoben.

Die Kommission begründet ihre Vorschläge mit der Absicht, die Energiesteuer-RL besser auf die energie- und klimapolitischen Ziele der EU abzustimmen. Hierzu soll eine Vereinheitlichung der CO₂-Besteuerung angestrebt werden, die zugleich mit dem Emissionshandel harmonisiert wird.³¹² Speziell die Streichung der Ausnahme in Art. 14 Abs. 1 Buchstabe a) der Richtlinie wird damit erklärt, dass Überschneidungen zwischen dem EU-Emissionshandelssystem und der auf denselben Zweck gerichteten Besteuerung verhindert werden sollen.³¹³

Die Wahrscheinlichkeit, dass die EU-Kommission ihre Vorschläge durchsetzen kann, ist jedoch außerordentlich gering. Das Verfahren ist mangels einer Konsensbereitschaft der Mitgliedstaaten schon frühzeitig ins Stocken geraten, eine Einigung ist nicht absehbar.³¹⁴ Hintergrund dessen ist, dass der Beschluss neuer steuerlicher Vorschriften auf EU-Ebene gemäß Art. 113 AEUV nur mit einem *einstimmigen* Beschluss im Rat gefällt werden kann. Sollte ein einziger Mitgliedstaat nicht einverstanden sein, kann er den Entwurf quasi mit seinem Veto zu Fall brin-

³¹⁰ Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der RL 2003/87/EG (Monitoring-Leitlinien), ABl. EG Nr. L 229, 1 (dort S. 33: Anhang 1 Nr. 11, Tabelle 4).

³¹¹ Vgl. Drs. KOM(2011) 169 endgültig, S. 6 ff.

³¹² Drs. KOM(2011) 169 endgültig, S. 1 ff.; siehe auch die begleitende Mitteilung der Kommission in Drs. KOM(2011) 168 endgültig, S. 1 ff.

³¹³ Vgl. Drs. KOM(2011) 169 endgültig, S. 6 f.; kritisch Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises (Manuskript 2014), S. 38 f.

³¹⁴ Wronski/Küchler u.a., Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises, S. 38 f.

gen – so wäre es auch Deutschland möglich, falls es dem oben vorgestellten Konzept entsprechend eine Besteuerung der Kohleverwendung zur Stromerzeugung vorsehen und gegenüber der EU durchsetzen möchte.

4.4 EU-Primärrecht (AEUV, GRC)

4.4.1 Kompetenzbestimmungen

Der EU stehen nach dem Konzept des AEUV neben dem übergreifenden Aufgabengebiet der Binnenmarktharmonisierung (vgl. Art. 114 AEUV) Gesetzgebungskompetenzen unter anderem, auf den Gebieten der Umweltschutzpolitik (Art. 191-193 AEUV) sowie – seit 2009 – auch der Energiepolitik (Art. 194 AEUV) zu.

Die Rechtssetzungskompetenzen der Mitgliedstaaten auf diesen Gebieten werden durch die Kompetenzzuweisungen des AEUV an die EU nicht unmittelbar begrenzt. Vielmehr ergibt sich eine Beschränkung der mitgliedstaatlichen Kompetenzbereiche nur, soweit die EU von den ihr gegebenen Rechtssetzungskompetenzen in Gestalt von Vorschriften nach Art. 288 AEUV (insbesondere Richtlinien und Verordnungen) auch praktisch Gebrauch gemacht hat und sich aus den betreffenden Vorschriften eine Beschränkung der Regelungsspielräume der Mitgliedstaaten ableiten lässt.

Daher sind die Kompetenzbestimmungen des AEUV für die hiesige Aufgabenstellung nicht insoweit von Bedeutung, als sich aus ihnen eine Beschränkung der Gesetzgebungsbefugnisse der Mitgliedstaaten ergeben würde – sondern umgekehrt, weil sich ihnen entnehmen lässt, dass der EU im Hinblick auf bestimmte Fragen energiepolitischen Einschlags nur begrenzte Kompetenzen zustehen (siehe dazu bereits eingehend oben, 4.1.4):

- Im Rahmen der Umweltpolitik der Union dürfen gemäß Art. 192 Abs. 2 Satz 1 Buchstabe c) AEUV Maßnahmen, „welche die Wahl eines Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich berühren“, nur in einem besonderen Gesetzgebungsverfahren bei einstimmigem Beschluss im Rat erlassen werden.
- Für die Wahrnehmung der energiepolitischen Kompetenzen ist in Art. 194 Abs. 2 Unterabsatz 2 AEUV festgelegt, dass diese nicht das Recht eines Mitgliedstaats berühren, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

4.4.2 Warenverkehrsfreiheit

Gemäß Art. 34 AEUV (früher Art. 28 EGV) ist es den Mitgliedstaaten grundsätzlich untersagt, mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen oder „Maßnahmen gleicher Wirkung“ einzuführen. Der EuGH legt die Tatbestandsmerkmale der Vorschrift grundsätzlich sehr weit aus. Danach erstreckt sich die Verbotsbestimmung auf alle nationalen Maßnahmen, die geeignet sind, den

innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potenziell zu behindern (sog. Dassonville-Formel).³¹⁵ Er erkennt aber auf der anderen Seite solche mittelbaren Beschränkungen als mit der Vorschrift vereinbar an, die *zum Schutz von zwingenden und vom Gemeinschaftsrecht anerkannten Erfordernissen* notwendig sind, die den Erfordernissen des freien Warenverkehrs im Einzelfall vorgehen.³¹⁶ Eine „Maßnahme gleicher Wirkung“ liegt dann nicht vor. Von dieser Erwägung macht der EuGH namentlich Gebrauch, wenn es um Maßnahmen geht, die durch gemeinschaftsrechtlich anerkannte Umweltschutzziele gerechtfertigt sind und den Binnenmarkt nicht mehr als erforderlich beeinträchtigen.³¹⁷ Davon geht der EuGH aus, wenn keine vergleichbar wirksame alternative Maßnahme ersichtlich ist, die den Warenverkehr weniger stark beeinträchtigt.³¹⁸

Eine der Dassonville-Formel entsprechende Beeinträchtigung des Warenverkehrs wird angesichts der Weite ihrer tatbestandlichen Anwendung für nahezu jede Art von Maßnahme anzunehmen sein, die für bestimmte EU-weit gehandelte Produkte Vor- oder Nachteile am Markt bewirkt. Für einige der hier diskutierten Instrumente kann von einer mittelbaren Wirkung dieser Art ausgegangen werden, weil sie faktisch zu geringeren Importchancen für Kohle aus anderen Mitgliedstaaten führen können. Gleichwohl wird eine Kollision mit der Warenverkehrsfreiheit praktisch vermeidbar sein, weil die Senkung der Treibhausgasemissionen zu den selbstverständlich anerkannten Politikzielen der EU gehört und die ausgelösten Binnenmarktbeeinträchtigungen zumindest im Regelfall hinreichend gerechtfertigt sein dürften – sofern nicht im Einzelfall eine Art von Maßnahme gewählt wird, die den Warenverkehr stärker beeinträchtigt, als es zur Zielerreichung notwendig ist. Für die hier erörterten Instrumente ist das jedenfalls auf der allgemeinen Betrachtungsebene nicht ersichtlich. Eine weitergehende Vertiefung erscheint in Anbetracht der grundsätzlich nicht in Frage stehenden Möglichkeit, die betreffenden Hürden ggf. durch geeignete konkrete Ausgestaltungen zu überwinden, an dieser Stelle weder sinnvoll noch notwendig.

4.4.3 Verbot staatlicher Beihilfen

Staatliche Aktivitäten, durch die einzelne Unternehmen oder Unternehmenszweige einen finanziellen Vorteil erlangen (können), stellen sich europarechtlich häufig als nach Art. 107 Abs. 1 AEUV (früher nach Art. 87 Abs. 1 EGV) verbotene staatliche Beihilfe dar. Die Frage, ob eine Beihilfe im Sinne dieses Verbotstatbestands vorliegt und – wenn ja – ob dann entweder eine generelle Freistellung von dem Verbot gilt oder eine Ausnahme im Einzelfall erwirkt werden kann, ist auf nationaler Ebene von großer Bedeutung, wenn es um die Auswahl und Konzeption politischer Steuerungsinstrumente geht, die mit finanziellen Anreizwirkungen operieren. Problematisch sind im Hinblick auf das Beihilfeverbot dabei nicht die mit den finanziellen Instrumenten verbundenen Belastungen, sondern die durch Ausnahmen und Privilegierungen eintretenden Vergünstigungen.

³¹⁵ Grundlegend EuGH, Rs. 8/74, Slg. 1974, 837, Rdnr. 5 (Dassonville).

³¹⁶ Grundlegend EuGH, Rs. 120/78, Slg. 1979, 649/662 (Cassis de Dijon).

³¹⁷ Vgl. EuGH, Rs. C-155/91, Slg. 1991, 939/967; EuGH, Rs. 302/86, Slg. 1988, 4607/4630.

³¹⁸ Vgl. EuGH, Rs. C-155/91, Slg. 1991, 939/967; EuGH, Rs. 302/86, Slg. 1988, 4607/4630.

Da bei den vorliegend diskutierten Optionen keine spezifischen Begünstigungen im Sinne von Ausnahmen oder Befreiungen angestrebt werden, bedarf es insoweit keiner weitergehenden vertieften Erörterung der – vielschichtigen und größtenteils strittigen – Beihilfe Problematik.

4.4.4 Grundrechtecharta

Die seit dem Inkrafttreten der Lissabon-Verträge anzuwendende Grundrechtecharta der EU³¹⁹ (GRC) spielt für die hier betrachtete Fragestellung praktisch keine Rolle. Gemäß Art. 51 Abs. 1 Satz 1 GRC gilt die Charta für die Mitgliedstaaten nur „bei der Durchführung des Rechts der Union“. Soweit es um nationale Rechtsvorschriften geht, die nicht durch EU-Vorschriften veranlasst sind, finden die Grundrechte der Charta demnach keine Anwendung.³²⁰

4.5 Fazit zum EU-Recht

Im Mittelpunkt der Prüfung zum EU-Recht stand die Frage, ob sich für die verschiedenen Instrumentenoptionen aus der Emissionshandels-RL und/oder der Industrieemissions-RL eine Sperrwirkung ergibt.

Im Hinblick auf CO₂-Grenzwerte lässt sich keine eindeutige Antwort auf die Frage formulieren, weil aus hiesiger Sicht zwar die besseren Argumente dafür sprechen, eine solche Sperrwirkung nicht anzunehmen. Dagegen steht jedoch der Wortlaut von Art. 9 Abs. 1 der Industrieemissions-RL, weshalb es relativ riskant erscheint, diesen Weg einzuschlagen. Eindeutig zulässig wären im Unterschied dazu Energieeffizienzanforderungen und Flexibilitätsvorgaben.

Für diejenigen Regelungsoptionen, die als Ausdruck energiepolitischer Systementscheidungen begriffen werden können, sieht die EU-rechtliche Ausgangslage weit günstiger aus. Das betrifft – wie im Verfassungsrecht – besonders zielgerichtete Ausstiegsinstrumente wie die Festlegung von Abschaltzeiten/Restlaufzeiten, anlagenbezogenen Restmengen an Strom bzw. CO₂ oder branchenbezogenen Kontingentregelungen für Reststrom- oder Restemissionsmengen. Hintergrund dessen ist, dass Art. 192 und Art. 194 AEUV der EU grundsätzlich verbieten, in die Entscheidung der Mitgliedstaaten zur Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und über Festlegungen für die allgemeinen Strukturen der Energieversorgung erheblich einzugreifen. Die Emissionshandels-RL und die Industrieemissions-RL können daher – primärrechtskonform – nicht dahin ausgelegt werden, dass sie den Mitgliedstaaten hierüber tiefgreifende Vorgaben machen würden. Das wäre aber der Fall, wenn man sie dahin verstehen würde, den Mitgliedstaaten grundlegende Systementscheidungen wie zum planmäßigen Ausstieg aus der Nutzung von Kohle für die Stromerzeugung oder generell zur Klimaschutzpolitischen Transformation des Stromsystems zu verstellen.

Für die indirekten, finanziell wirkenden Instrumentenoptionen ergeben sich aus dem EU-Recht ebenfalls keine unüberwindbaren Hürden. Das gilt namentlich für die Energiesteuer-RL, die den

³¹⁹ Charta der Grundrechte der Europäischen Union, ABl. EU C 2010 Nr. C 83, 398.

³²⁰ Vgl. zum Ganzen Streinz/Michl, in: Streinz, Art. 51 GRC Rdnr. 6 ff. m.w.N.; grundlegend dazu EuGH Rs. C-617/10, NJW 2013, 1415.

Mitgliedstaaten den nötigen Raum dafür gibt, ausnahmsweise die Verwendung von Kohle zur Stromerzeugung aus Klimaschutzgründen (= Umweltschutzgründen) mit der Energiesteuer zu belegen.

5 Zusammenfassende Bewertung der einzelnen Optionen

5.1 Ausschlussregelungen für neue Kohlekraftwerke

Ausschlussregelungen für die Errichtung und den Betrieb neuer kohlebetriebener Kraftwerke sind nach der verfassungs- und EU-rechtlichen Prüfung ohne weiteres zulässig.

Sie sind verfassungsrechtlich als Eigentumsbeeinträchtigungen in Gestalt von zukunftsgerichteten Inhalts- und Schrankenbestimmungen im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG einzuordnen. Zugleich liegt ein Eingriff in das Grundrecht der Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) vor.

Auf Grundlage der hinter dem Regelungsansatz stehenden Klimaschutzmotivation und der darauf beruhenden Intention, das Stromversorgungssystem weitgehend auf die Nutzung von erneuerbaren Energien umzustellen, begegnen die beiden Grundrechtseingriffe grundsätzlich keinen verfassungsrechtlichen Bedenken. Das gilt auch, wenn man den Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG als Beeinträchtigung der „Berufswahl“ einordnet, weil sich der Gesetzgeber auf ein herausragendes Gemeinwohlziel von Verfassungsrang berufen kann, welches auch einen schwerwiegenden Eingriff in die Berufswahl zu rechtfertigen geeignet ist.

EU-Recht steht diesem Ansatz nicht entgegen. Die Emissionshandels-RL und die Industrieemissions-RL schränken die Befugnis der Mitgliedstaaten, eine eigenständige Systementscheidung über die Wahl der einsetzbaren Energiequellen auf nationaler Ebene zu treffen, nicht ein. Das wäre auch nicht zulässig, weil Art. 192 Abs. 2 AEUV (und auch Art. 194 Abs. 2 AEUV) eine derartige Beschneidung der mitgliedstaatlichen Befugnisse nicht gestatten würden. Dementsprechend fordert Art. 7 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL die Mitgliedstaaten sogar dazu auf, im Genehmigungsrecht für Kraftwerke darüber zu entscheiden, welche Energieträger eingesetzt werden.

Regelbar wäre eine derartige Bestimmung im Kontext des Immissionsschutzrechts oder des Energiewirtschaftsrechts (oder in einem eigenständigen Gesetz). Passender wäre eine Zuordnung zum Energierecht, weil es hier um die eine Systementscheidung zur Energieträgerwahl mit Blick auf die Transformation des Stromversorgungssystems geht, die dem Immissionsschutzrecht seiner Art nach eher fremd wäre.

Sollte daran gedacht werden, einen verbindlichen Kohleausstiegsplan mit Instrumenten wie sehr weitreichenden nachträglichen Anforderungen, Abschaltzeiten, Restlaufzeiten, Restmengen oder Kontingentierungen zu verwirklichen, so erscheint es aus verfassungsrechtlicher Sicht geboten, zugleich (oder bereits vorher) auch die Errichtung neuer Kohlekraftwerke für unzulässig zu erklären, da sich anderenfalls ein unter Umständen problematischer Wertungswiderspruch ergeben könnte. Bei Wahrnehmung anderer Instrumentenoptionen – insbesondere rein finanzieller Art – stellt sich diese Problematik als weniger gravierend dar, sollte aber ggf. mit im Blick behalten werden.

5.2 Nachträgliche Anforderungen an bestehende Kraftwerke

Mit nachträglich gesetzten rechtlichen Anforderungen an bestehende Anlagen – hier erwogen in Gestalt von CO₂-Grenzwerten, Energieeffizienzvorgaben oder Flexibilitätsanforderungen – greift der Gesetzgeber in vorhandene, durch das Eigentumsgrundrecht (Art. 14 Abs. 1 GG) geschützte Rechtspositionen ein. Entscheidend ist insoweit, dass die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung Vertrauensschutz vermittelt.

Als Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG sind solche Eigentumsbeeinträchtigungen nicht zu qualifizieren, da der Staat auf das Eigentum nicht zugreift, um es für öffentliche Zwecke zu nutzen.

Die Beeinträchtigung des Eigentums ist durch die verfolgten Regelungsziele hinreichend gerechtfertigt. Diesen kommt in Anbetracht von Art. 20a GG ein besonders hoher Rang zu.

Der von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vermittelte Vertrauensschutz ist nicht darauf gerichtet, die Anlagenbetreiber vor energierechtlichen Systementscheidungen zu bewahren. Insofern ist gleichgültig, auf welchen Erwägungen diese Systementscheidungen beruhen. Dass dahinter konkret Klimaschutzziele stehen, führt grundsätzlich nicht dazu, die Regelungen als immissionsschutzrechtlicher Art und daher als vom Vertrauensschutz der Anlagengenehmigung mit umfasst eingestuft werden müssten.

Immissionsschutzrechtlicher Art sind allerdings grundsätzlich Anforderungen, mit denen ihrem Inhalt nach die anlagenbezogenen Betreiberpflichten aus § 5 BImSchG konkretisiert werden oder werden könnten. Soweit die Kraftwerksbetreiber auf Grund ihrer individuellen Anlagengenehmigung darauf vertrauen konnten, dass der Gesetzgeber keine derartigen Anforderungen aufstellen wird, sind sie besonders geschützt. Das ist aber nicht bei allen Anlagengenehmigungen der Fall, sondern nur bei denen, die auf Grundlage der 2004 im Zuge der Einführung des Emissionshandels erfolgten Änderung von § 5 BImSchG ergangen sind. Das BImSchG bringt nämlich erst seit diesem Zeitpunkt zum Ausdruck, dass mit Blick auf den Emissionshandel für die erfassten Anlagen keine CO₂-Grenzwerte und keine Energieeffizienzanforderungen aufgestellt werden. Speziell für die auf dieser Rechtslage beruhenden Investitionen ist daher von einem insoweit erweiterten Vertrauensschutz auszugehen.

Das bedeutet in der Konsequenz:

- Bei Einführung von für Bestandsanlagen geltenden CO₂-Grenzwerten und Energieeffizienzanforderungen sollten zur Vermeidung von Verfassungsproblemen speziell für diejenigen Anlagen, für die im Vertrauen auf Grundlage der seit 2004 geltenden Bestimmungen des BImSchG Investitionen getätigt wurden, ggf. relativ großzügige Übergangsfristen festgelegt werden. Sollte es ein spezifisches Regelungsbedürfnis dazu geben, gerade diese Anlagen ohne Gewähr längerer Übergangsfristen rasch aus der Produktion zu nehmen, sollte eine Entschädigung vorgesehen werden.
- Außerhalb dieser Sonderfälle erweiterten Vertrauensschutzes kann den Anlagenbetreibern demgegenüber grundsätzlich zugemutet werden, sich auf kürzere Übergangsfristen einzustellen, ohne dass es dafür einer (ergänzenden) Entschädigung bedarf. Das gilt generell auch für nachträgliche Flexibilitätsvorgaben, da diese nicht immissionsschutzrechtlicher Art wären.

Zulässig sind gegenüber allen Anlagenbetreibern im Übrigen grundsätzlich nur erforderliche und zumutbare Anforderungen. Der Gesetzgeber muss die betreffenden Regelungen hierfür außerhalb der Fälle erweiterten Vertrauensschutzes *nicht* daran ausrichten, dass generell eine (gewinnbringende) Amortisation zu gewährleisten ist. Er wird bei der Bemessung der Maßstäbe und Fristen aber Rücksicht auf die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber zu nehmen haben, *soweit* es nicht durch die jeweilige konkrete Zielsetzung gerechtfertigt ist, die Rücksichtnahme auf wirtschaftliche Interessen zurücktreten zu lassen.

Auch auf der EU-Ebene stellt sich die rechtliche Ausgangslage speziell für CO₂-Grenzwerte ungünstiger dar als für andere nachträgliche Festlegungen. Das liegt daran, dass Art. 9 der Industrieemissions-RL ausdrücklich die Festlegung von CO₂-Grenzwerten für vom Emissionshandel erfasste Anlagen untersagt, während er Energieeffizienzanforderungen gestattet und über Flexibilitätsanforderungen (ohnehin) keine beschränkende Aussage macht.

Die nähere Prüfung ergibt zwar, dass überwiegende Gründe für die Befugnis der Mitgliedstaaten sprechen, unter Anwendung der Schutzverstärkungsklausel aus Art. 193 AEUV gleichwohl CO₂-Grenzwerte festzulegen. Angesichts des entgegenstehenden Wortlauts von Art. 9 der Industrieemissions-RL bleibt für diesen Weg aber ein gegenüber anderen Regelungs- und Instrumentenalternativen erhöhtes EU-rechtliches Risiko zu konstatieren.

5.3 Planartige Steuerung: Zeit-/ Mengenbegrenzungen

Der Weg über konkrete Abschaltzeiten bzw. Restlaufzeiten oder über Mengenbegrenzungen für die Einspeisung von Strom bzw. für Emissionen ist im Vergleich zur Festlegung von nachträglichen Anforderungen ziel- und interessengerechter plan- und steuerbar. Auf das unterschiedliche Alter, auf das konkrete Emissionsverhalten oder auf die Funktion der Anlage im Stromversorgungssystem kann relativ gut Rücksicht genommen werden. Standards für nachträgliche Anforderungen müssen demgegenüber regelungstechnisch grundsätzlich einheitlich gesetzt werden. Eine Rücksichtnahme auf anlagenspezifische Besonderheiten ist dabei schwierig und wird oft dazu führen, dass die vollziehende Behörde an Einzelfallausnahmen nicht vorbeikommt. Im Unterschied dazu lassen sich Restlaufzeiten (aus denen konkrete Abschaltzeiten abgeleitet werden) oder Mengenbegrenzungen für Strom oder CO₂-Emissionen von vornherein auf die verschiedenartigen Fallgruppen bzw. Einzelfälle zuschneiden – ggf. auch in einem Aushandlungsprozess vereinbaren, wie es beim Atomausstieg mit dem sog. Atomkonsens der Fall war. Zudem lassen sich entsprechende Regelungen relativ gut wirtschaftlich abfedern, indem sie durch handelbare Komponenten ergänzt werden. Von daher erscheinen sie vom Ansatz her durchaus nicht als der im Vergleich zu CO₂-Grenzwerten „härtere“ Eingriff, sondern eher als der „flexiblere“ – und zugleich als der im Sinne der Zielsetzungen besser steuerbare Weg.

Die verfassungsrechtliche Ausgangssituation stellt sich im Ansatz genauso dar wie für CO₂-Grenzwerte oder andere nachträgliche Anforderungen: Der Gesetzgeber greift in vorhandene, durch das Eigentumsgrundrecht geschützte Rechtspositionen ein, insbesondere in die Vertrauensschutz vermittelnde immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung.

Eine Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG liegt hier ebenfalls nicht vor, da der Staat auch in diesem Falle nicht auf das Eigentum zugreift, um es für öffentliche Zwecke zu nutzen.

Ebenso wie für die soeben erörterten nachträglichen Anforderungen ist die Beeinträchtigung des Eigentums durch überragende Gemeinwohlinteressen sowie durch Art. 20a GG hinreichend legitimiert.

Ein entscheidender Unterschied ergibt sich hinsichtlich der Reichweite des Vertrauensschutzes: Der von der Immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vermittelte Vertrauensschutz ist – wie bereits erwähnt – nicht darauf gerichtet, die Anlagenbetreiber vor energierechtlichen Systementscheidungen zu bewahren. Bei generellen Regelungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung geht es aber um eine – wenn auch durch den Klimaschutz motivierte – energierechtliche Systementscheidung. Besonders klar kann das in Mengengrenzungen zum Ausdruck gebracht werden, mit denen konkrete Restlaufzeiten bzw. Abschaltzeiten gesetzt werden oder die gegenständlich an der Stromeinspeisung ansetzen. Für auf CO₂-Emissionen bezogene Mengengrenzungen – seien es der einzelnen Anlage zugestandene Restmengen oder auf bestimmte Zeiträume bezogene Budgets (die z. B. auch stufenweise herabgesetzt werden könnten) – gilt der Sache nach aber nichts anderes, sofern sie erkennbar als Instrumente eines schrittweisen Ausstiegs aus der Kohleverstromung konzipiert sind.

Der deutsche Gesetzgeber hat die Frage, welche Energiequellen für die öffentliche Stromversorgung verwendet werden, nie zum Gegenstand der Immissionsschutzrechtlichen Genehmigung gemacht. Auch im Energierecht hat er diese Frage ignoriert. Darauf, dass das „ewig“ so bleibt, konnten die Kraftwerksbetreiber zu keinem Zeitpunkt vertrauen, denn mit der Anlagen Genehmigung wurde nicht die Gewähr dafür ausgesprochen, dass es auf Dauer bei einem energierechtlichen Konzept bleibt, welches auf die Energieträgerwahl keinen Einfluss nimmt.

Im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung ist der Gesetzgeber bei mengenbezogenen Begrenzungen daher mit weniger starken Restriktionen konfrontiert als bei Festlegung von CO₂-Grenzwerten gegenüber den Betreibern jüngerer, ab 2004 genehmigter Kraftwerke (die mit Blick auf die Emissionshandelsklausel des § 5 BImSchG einen speziellen Vertrauensschutz genießen). Die allgemeinen Verhältnismäßigkeitsanforderungen gelten allerdings auch hier: Der Gesetzgeber muss bei der Bemessung der Kenngrößen und Fristen Rücksicht auf die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber walten lassen, *soweit* es nicht durch die jeweilige konkrete Zielsetzung gerechtfertigt ist, diese zurücktreten zu lassen. Eine (gewinnbringende) Amortisation können die Anlagenbetreiber nicht erwarten oder verlangen.

Speziell für die Variante der (budgetartigen) Begrenzung von CO₂-Emissionen ist erneut hervorzuheben, dass sich der von der Emissionshandelsklausel des § 5 BImSchG ausgehende Vertrauensschutz allein auf ihrer Art nach Immissionsschutzrechtliche Anforderungen erstreckt. Bei budgetartigen Mengengrenzungen ist das nicht so. Von ihrer Wirkungsweise her ähneln sie eher den Mengengrenzungen des Emissionshandels. Vor derartigen, quasi „von außen“ auf das Immissionsschutzrecht einwirkenden Instrumenten zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen soll die Emissionshandelsklausel des § 5 BImSchG gerade nicht schützen. Das erschließt sich auch daraus, dass von einem ambitionierteren Emissionshandel im Ergebnis vergleichbare Belastungswirkungen für die Anlagenbetreiber ausgehen könnten. Mit solchen Belastungswirkungen konnten und mussten die Anlagenbetreiber rechnen.

Die EU-rechtlichen Ausgangsbedingungen stellen sich ebenfalls als günstiger dar als bei nachträglichen Anforderungen, hier sogar ganz wesentlich. Weder den Bestimmungen zum Emis-

onshandel noch denjenigen der Industrieanlagen-Richtlinie lässt sich entnehmen, dass die Mitgliedstaaten daran gehindert wären, eine durch Klimaschutzerwägungen getragene Transformation ihres Stromversorgungssystems einzuleiten, mit der darauf gezielt wird, die Stromversorgung künftig ganz überwiegend auf erneuerbare Energien zu stützen und auf die Kohlenutzung vollständig zu verzichten. Durch EU-Richtlinien dürfte eine solche Systementscheidung auch nicht untersagt oder torpediert werden, weil sich aus Art. 192 und Art. 194 AEUV ergibt, dass die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die Festlegung der allgemeinen Struktur der Energieversorgung eine Angelegenheit der Mitgliedstaaten ist.

Etwas unsicherer stellt sich auch die EU-rechtliche Ausgangssituation speziell für die emissionsbezogenen Varianten der Mengenbegrenzung dar. Zwar kann insoweit gut argumentiert werden, dass die Emissionsmengen nur ein Bemessungsmaßstab für die Umsetzung der an sich energiepolitischen Entscheidung sei, der zudem auf andere Weise als ein starrer technikbezogener CO₂-Grenzwert wirke. Dennoch birgt diese Variante im Vergleich zu strombezogenen Begrenzungen ein gewisses zusätzliches Risiko, weil in ihr weniger gut deutlich wird, dass es dem Gesetzgeber um eine energiepolitische Strukturveränderung geht.

Für zeitraumbezogene Mengenfestlegungen für CO₂-Emissionen (z.B. Jahresbudgets) ist zu ergänzen, dass diese nach der hier vorgenommenen juristischen Analyse nicht vom Verbot des Art. 9 IE-RL für anlagenbezogene nationale Treibhausgasgrenzwerte mit erfasst sind, weil sich die Verbotsvorschrift nur auf Grenzwerte erstreckt, mit denen anlagenbezogene technische Mindeststandards zum Ausdruck gebracht werden – worum es sich bei von außen gesetzten Gesamtmengenbegrenzungen jedoch nicht handeln würde.

Im Resultat kommt die juristische Prüfung für diese Instrumentengruppe zu einer positiven Gesamteinschätzung. Dabei ergeben sich für die verschiedenen denkbaren Einzeloptionen graduelle Unterschiede. Als besonders gering werden verfassungs- und EU-rechtlich die Risiken bei den Optionen Abschaltzeiten/Restlaufzeiten, Restmengenbegrenzungen sowie insgesamt bei allen auf Strommengen bezogenen Regelungen eingestuft. Denn in ihnen kann am besten zum Ausdruck gebracht werden kann, dass es dem Gesetzgeber um eine energiepolitische Systementscheidung geht, die innerstaatlich außerhalb des Immissionsschutzrechts und damit auch außerhalb etwaiger Vertrauensschutzansprüche steht und in die zugleich EU-rechtlich nicht substantiell eingegriffen werden darf. Bei den emissionsbezogenen Optionen wird dieser Zusammenhang weniger gut deutlich. Außerdem weisen emissionsbezogene Regelungen größere Reibungsflächen zu den EU-rechtlichen Bestimmungen der Emissionshandels- und der Industrieemissions-Richtlinie auf, so dass sich hier zusätzliche potenzielle Konfliktstellen ergeben.

5.4 Gruppenbezogene Kontingentregelungen

Bei Kontingentregelungen handelt es sich nach dem Verständnis dieser Ausarbeitung um auf fossile Kraftwerke, Kohlekraftwerke oder einen Teil der Kohlekraftwerke gerichtete, mengenbegrenzende Instrumente, mit denen diese als Gesamtheit adressiert werden. Man könnte insoweit auch von branchen- oder gruppenbezogenen Mengenbegrenzungen sprechen. Inhaltlich kann es dabei um die Begrenzung der insgesamt oder für bestimmte Zeiträume (noch) verfügbare Strommengen oder Emissionsmengen aller erfassten Kraftwerke gehen. Praktisch

laufen derartige Regelungen darauf hinaus, den einzelnen betroffenen Unternehmen die Möglichkeit zu geben, unter sich auszuhandeln, wer welche Anteile der jeweils zur Verfügung stehenden Kontingente in Anspruch nehmen kann. Denkbar ist auch, dafür bestimmte Regelungen vorzugeben (z.B. eine bestimmte Art des Handels mit Berechtigungen).

Für gruppenbezogene Kontingentregelungen lässt sich sowohl verfassungsrechtlich als auch EU-rechtlich vom Ansatz her die gleiche positive Bewertung wie für auf Einzelanlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen formulieren. Die verfassungsrechtlichen Anforderungen sind einhaltbar. EU-rechtliche Restriktionen stehen nicht entgegen. Der deutsche Gesetzgeber ist grundsätzlich frei darin, auch diesen Gestaltungsweg für die energierechtliche Systemscheidung zur Transformation der Stromversorgung zu gehen.

Hinzuweisen ist aus verfassungsdogmatischer Sicht ergänzend darauf, dass der Schwerpunkt des Grundrechtseingriffs bei dieser Art der Regelung im Grundrecht der Berufsfreiheit zu sehen ist. Wesentlich von den für Eingriffe in Art. 14 Abs. 1 GG angewendeten Verhältnismäßigkeitsmaßstäben abweichende Anforderungen ergeben sich daraus nicht. Der Emissionshandelsklausel des § 5 BImSchG kommt hier keine Bedeutung zu.

Unter Verhältnismäßigkeitsgesichtspunkten stellen sich Kontingentregelungen im Vergleich zu auf einzelne Anlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen vom Ansatz her als weniger eingriffsintensiv dar. Daraus kann aber nicht geschlossen werden, dass ihnen im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung (hinsichtlich des Erforderlichkeitskriteriums) grundsätzlich der Vorzug zu geben ist. Denn mit Kontingentregelungen lässt sich weniger genau steuern, was für die einzelne Anlage gelten soll. Sofern es dem Gesetzgeber jedoch genau darauf ankommt – z.B. um bestimmte besonders problematische Anlagen schneller abschalten oder um auf die netztechnische Funktion einzelner Kraftwerke Rücksicht nehmen zu können – lässt sich dieses Ziel mit einer Kontingentregelung nicht adäquat adressieren. Außerdem ist zu bedenken, dass sich vergleichbare Wirkungen auch bei auf einzelne Anlagen bezogene Laufzeit- oder Mengenregelungen durch Tausch- oder Handlungsoptionen erzielen lassen.

Speziell die Variante der emissionsbezogenen Kontingentierung birgt – wie die Festlegung von individuellen Restemissionsmengen – tendenziell etwas größere EU-rechtliche Risiken, weil in dieser Variante der Charakter einer energiepolitischen Strukturentscheidung weniger gut zum Ausdruck kommt als bei einer strombezogenen Regelungsweise.

5.5 Zuweisung zur „strategischen Reserve“

Eine gewisse Sonderstellung nimmt gegenüber den bisher angesprochenen Instrumenten die Möglichkeit ein, im Rahmen von gesetzlichen Regelungen über Kapazitätsmechanismen nach dem Modell der „strategischen Reserve“ bestimmte Kohlekraftwerke aus der allgemeinen Stromversorgung auszugliedern und sie (verpflichtend) ausschließlich einer strategischen Reservefunktion zuzuweisen.

Eine derartige Regelung dürfte mit Blick auf das Eigentumsgrundrecht als Enteignung im Sinne von Art. 14 Abs. 3 GG einzuordnen sein, da den Eigentümern ihre Verfügungsbefugnis entzogen würde, um die Kraftwerke einer öffentlichen Aufgabe zuzuführen. Folglich erscheint das

nur zulässig, wenn in dem zugrunde liegenden Gesetz Art und Ausmaß der (ggf. angemessenen auszugestaltenden) Entschädigung geregelt werden. Die Enteignungsentschädigung muss nicht zwingend in einer einmaligen Geldleistung ihren Ausdruck finden. Denkbar ist es auch, in dem Entgelt für die Bereithaltung der Kapazität die Entschädigung zu sehen, sofern diese ihrer Höhe nach ausreichend bemessen wird. Im Übrigen ist es selbstverständlich vorstellbar, stattdessen eine entsprechende Vereinbarung mit den Kraftwerksbetreibern abzuschließen, so dass es auf Art. 14 GG dann nicht ankommt.

EU-rechtliche Hindernisse sind auch insoweit nicht ersichtlich.

5.6 Geldleistungspflichten

Die rechtliche Bewertung der verschiedenen in Betracht kommenden Arten von Geldleistungspflichten hängt wesentlich davon ab, wie die jeweiligen Instrumente im System des Finanzverfassungsrechts einzuordnen sind: als Steuern, als Sonderabgaben oder als Geldleistungspflichten zwischen Privaten (die ihrerseits außerhalb des Finanzverfassungsrechts stehen).

Für alle Abgabenarten (im weitesten Sinne) ist zu betonen, dass sie den Transformationsprozess durch wirtschaftliche Anreize nur erleichtern können, jedoch keinen zielgerichteten Ausstieg aus der Kohlenutzung bewirken können.

5.6.1 Steuern: Energiesteuer, CO₂-Steuer, Zertifikatesteuer

Handelt es sich um Steuern, so ergeben sich aus dem Verfassungsrecht nur gewisse (einhaltenbare) Gestaltungsanforderungen. Das gilt namentlich für die auf Primärenergien erhobene Energiesteuer.

Andere von der Funktionsweise her interessante Steuerarten scheitern an verfassungsrechtlichen Bedenken. Die ganz dominierende Auffassung in der Rechtslehre geht davon aus, dass es dem (Bundes-) Gesetzgeber nicht erlaubt ist, eine den im Grundgesetz ausdrücklich vorgesehenen Steuerarten nicht zuordnungsfähige neue Steuer zu entwickeln. So läge es aber bei Steuern, die auf CO₂-Emissionen oder CO₂-Zertifikate erhoben würde.

Die bereits existierende Energiesteuer kann allerdings aus dem Blickwinkel dieser Studie durchaus gut nutzbar gemacht werden. In ihrer bisherigen Gestalt weist sie zwei grundlegende Konstruktionsmängel auf:

- Zum einen wird Kohle zwar (seit 2005) ebenso besteuert wie andere zum Heizen verwendeten Stoffe. Der Steuersatz liegt aber im Verhältnis zum Energiegehalt nur bei rund einem Fünftel der Sätze für Erdgas und Heizöl.
- Zum anderen ist die Verwendung von Kohle zu Zwecken der Stromerzeugung von der Besteuerung ausgenommen. Letzteres gilt allerdings auch für Erdgas.

Beide Mängel lassen sich beheben, auch unter Gebrauch differenzierender Maßstäbe wie den spezifischen CO₂-Faktoren unterschiedlicher Energieprodukte.

Verfassungsrechtliche Hürden stehen dem nicht im Wege. Der krasse Unterschied in der bisherigen Besteuerung einerseits von Heizöl und Erdgas und andererseits von Kohle dürfte sogar

einen Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz darstellen, weil er nicht durch nachvollziehbare Gründe getragen wird. Die hier befürwortete einseitige Besteuerung von für die Stromerzeugung verwendeter Kohle – nicht oder nicht in gleichem Maße jedoch von Erdgas – wäre zwar ebenfalls eine Ungleichbehandlung. Diese ließe sich aber durch Klimaschutzgründe rechtfertigen und wäre daher unter Gleichheitsgesichtspunkten unbedenklich.

EU-rechtlich ist für die Zulässigkeit der Änderungen die Energiesteuer-Richtlinie maßgebend:

- Die weit niedrigere Besteuerung von Kohle im Vergleich zu Erdgas und Heizöl beruht nicht auf der Richtlinie, ist aber mit dieser zu vereinbaren, weil die Richtlinie insoweit nur Mindeststeuersätze vorschreibt und nicht regelt, in welchem Umfang die Mitgliedstaaten oberhalb des Mindestsatzes differenzieren dürfen.
- Die Steuerbefreiung für zur Stromerzeugung verwendete Energieprodukte ist in der Richtlinie ausdrücklich vorgesehen. Allerdings wird den Mitgliedstaaten gestattet, hiervon „aus umweltpolitischen Gründen“ abzuweichen. Demnach wäre Deutschland die gezielte Besteuerung (allein) von Kohle zu Stromerzeugungszwecken gestattet.

In den Niederlanden und in Großbritannien existieren Besteuerungsregelungen für die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen, denen eine mit „CO₂-Mindestpreisen“ vergleichbare Aufgabe zukommen soll. Deutschland könnte auf ähnliche Weise verfahren.

5.6.2 Sonderabgabe: „Anpassungsumlage“

Von einer Sonderabgabe ist auszugehen, wenn die Einnahmen aus der Abgabe in einen Sonderhaushalt fließen („Fondslösung“).

Die Erwägung einer Fondslösung ergibt verfassungsrechtlich nur Sinn, wenn die Regelungen so ausgestaltet werden können, dass sie nicht den strengen Kriterien des Bundesverfassungsgerichts für Sonderabgaben mit Finanzierungsfunktion unterliegen. Anderenfalls müssten sich die mit der Abgabe Belasteten als homogene Gruppe darstellen, der als Gruppe eine gemeinsame Verantwortung zukommt und in deren Gesamtinteresse auch die Einnahmen verwendet werden. Das ist im hier verfolgten Steuerungsinteresse schwerlich vorstellbar.

Als rechtssicher kann von daher nur ein Regelungsmodell angesehen werden, bei dem der Abgabe eine Ausgleichsfunktion zukommt, sie also als Ersatz- oder Gegenleistung verstanden werden kann, die den Belasteten zum Ausgleich eines ihnen zugewandten Vorteils auferlegt wird. Ein mit diesem Muster zwar nicht vollständig übereinstimmender, aber doch vergleichbarer abschöpfbarer Vorteil der Betreiber inflexibler Großkraftwerke kann sich speziell für Zeiträume ergeben, in denen sie Strom ins Netz einspeisen und am Markt absetzen, während gleichzeitig Angebote aus EEG-Anlagen vom Netz genommen werden müssen. Auf derartige Situationen bezogen ließe es sich vorstellen, eine Sonderabgabe („Anpassungsumlage“) zu erheben, deren Einnahmen über einen Sonderfonds in den EEG-Umlagemechanismus geleitet und dort dazu genutzt werden, die EEG-Umlage zu senken.

Eine auf diesen engen Zweck begrenzte Sonderabgabe wäre finanzverfassungsrechtlich möglicherweise zulässig. Für das vorliegend diskutierte politische Konzept könnte sie jedoch allenfalls eine Nebenrolle spielen.

EU-rechtlich unterläge eine solche Abgabe keinen Bedenken. Insofern kann auf die Ausführungen unter 5.3 verwiesen werden.

5.6.3 Geldleistung unter Privaten: „Energiewendeumlage“

Erheblich geringer wäre das finanzverfassungsrechtliche Risiko im Falle der Konstruktion von Geldleistungspflichten, bei denen es nicht zu staatlichen Einnahmen kommt, sondern lediglich zu Geldleistungen zwischen Privaten – wie es auch beim EEG der Fall ist. Für derartige Instrumente erhebt das Finanzverfassungsrecht keine Beschränkungen.

Zu prüfen sind solche Instrumente nur im Hinblick auf die mit ihnen verbundenen Grundrechtsbeeinträchtigungen – womit die Frage im Mittelpunkt steht, ob den betroffenen Kraftwerksbetreibern die (finanzielle) Indienstnahme für das verfolgte Gemeinwohlziel der Energiewende vor Art. 12 Abs. 1 GG zugemutet werden kann. Hierfür kommt es darauf an, ob für die Kraftwerksbetreiber eine den Eingriff hinreichend rechtfertigende „Sach- und Verursachungsnahe“ anzunehmen ist.

In diesem Sinne könnte daran gedacht werden, den Betreibern der fossilen Kraftwerke einen allgemeinen Beitrag zu (Mit-) Finanzierung der Energiewende abzuverlangen („Energiewendeumlage“). Zur Bewältigung der Energiewende stehen die Betreiber fossiler Kraftwerke mehr als nur in einer „Sach- und Verursachungsnahe“. Speziell die besonders emissionsträchtigen älteren Braunkohlekraftwerke können im Stromsektor sogar als der Hauptverursacher des Problems und zugleich als ein besonders starkes Hindernis auf dem Weg der Energiewende angesehen werden. Aber auch die anderen fossilen Kraftwerke sind Teil des zu bewältigenden Problems. Von daher kann es keinem ernstlichen Zweifel unterliegen, dass eine ausreichende Verantwortlichkeitsbeziehung der Kraftwerksbetreiber zur Energiewende zu bejahen ist. Folglich rechtfertigt es sich aus juristischem Blickwinkel, sie zu einem finanziellen Beitrag für die Transformation des Stromsystems heranzuziehen.

Hinsichtlich der Bemessungsweise erscheint es ggf. sachgerecht, auf die Höhe der CO₂-Emissionen abzustellen. Eine alleinige Heranziehung der Betreiber von Braunkohle- oder Kohlekraftwerken dürfte mit dem Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG nicht vereinbar sein, weil auch andere fossile Kraftwerke CO₂ emittieren. Zulässig dürfte jedoch ein besonderer Zuschlag im Hinblick auf die mangelnde Flexibilität von bestimmten Kraftwerken sein.

Auf der Vereinnahmungsseite muss eine aufgabenadäquate Verwendung gewährleistet werden. Dem dürfte Rechnung getragen werden können, indem die Einnahmen zur Senkung der EEG-Umlage verwendet werden.

EU-rechtlich kann auch für diese Rechtskonstruktion auf die Ausführungen unter 5.3 verwiesen werden. Es sind insoweit keine Hindernisse ersichtlich.

Im Ergebnis endet die juristische Prüfung auch für die „Energiewendeumlage“ positiv. Im Vergleich zu den direkten Ausstiegsinstrumenten wäre die potenzielle Steuerungskraft allerdings wesentlich geringer. Unter den finanziell ansetzenden Instrumenten ergäbe sich im Vergleich zu der ebenfalls machbaren Option, die Erzeugung von Strom aus fossilen Brennstoffen bzw. aus Kohle in das System der Energiebesteuerung mit einzubeziehen, ein wesentlicher größerer Regelungs- und Vollzugsaufwand.

6 Gesamtfazit

Die Untersuchung hat gezeigt, dass dem deutschen Gesetzgeber relativ große Spielräume zur Konzipierung gezielter Instrumente zum Kohleausstieg mit dem Ziel der grundlegenden Transformation der Stromversorgung aus Klimaschutzgründen zur Verfügung stehen.

Unter den direkt wirkenden Instrumenten stellen sich die rechtlichen Ausgangsbedingungen sowohl aus der Sicht des Verfassungsrechts als auch aus der Perspektive des EU-Rechts für diejenigen Optionen als am günstigsten dar, die das Transformationsziel klar und offen adressieren: Abschaltzeiten bzw. Restlaufzeiten, anlagenbezogene Reststrommengen oder stufenweise sinkende Einspeisungsbudgets sowie Kontingentvorgaben für Reststrommengen. Hintergrund dessen ist auf der Ebene nationalen Verfassungsrechts, dass die immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung für die Kraftwerke keinen Vertrauensschutz gegenüber Änderungen der energierechtlichen Rahmenbedingungen vermittelt. EU-rechtlich ist entscheidend, dass der AEUV dem Mitgliedstaat ausdrücklich die Aufgabe überlässt, „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“.

Auf die CO₂-Emissionen bezogene Mengenregelungen (wie Restemissionen oder Jahresbudgets) bringen das klimapolitisch motivierte, seinem Regelungsinhalt nach jedoch energiewirtschaftliche Transformationsziel weniger gut zum Ausdruck. Außerdem ergeben sich zusätzliche Reibungsflächen zur Emissionshandels- und Industrieemissions-RL. Möglichen Bedenken kann zwar mit überzeugenden Argumenten entgegengetreten werden. Es kann aber nicht übersehen werden, dass das juristische Konfliktpotenzial als solches größer ist.

Die Prüfung für die auf den ersten Blick am nächsten liegenden direkten Instrumente der Vorgabe von anlagenbezogenen CO₂-Grenzwerten (im Sinne von technischen Mindeststandards) sowie Energieeffizianzorderungen führt hingegen zu einem weniger günstigen Gesamtergebnis. Speziell für CO₂-Grenzwerte stellt sich das Problem, dass die Industrieemissions-RL jedenfalls ihrem Wortlaut nach CO₂-Grenzwerte verbietet. Möglicherweise können die Mitgliedstaaten unter Berufung auf die Schutzverstärkungsklausel des Art. 193 AEUV gleichwohl entsprechende Regelungen schaffen. Dafür spricht viel – aus hiesiger Sicht Überwiegendes –, aber es kann nicht als gesichert angenommen werden, so dass ein spezifisches rechtliches Risiko dieser Instrumentenoption bleibt. Außerdem ergeben sich für CO₂-Grenzwerte wie auch für Energieeffizianzorderungen verfassungsrechtlich höhere Hürden, weil ihnen gegenüber – allerdings erst seit 2004 – Vertrauensschutz geltend gemacht werden kann, anders als es bei energierechtlichen Systemänderungen der Fall wäre. Aus funktionaler Sicht kommt schließlich noch hinzu, dass CO₂-Grenzwerte und Energieeffizianzorderungen weniger zielgenau einsetzbar sind, weil bei ihnen nur begrenzt auf Aspekte wie ein unterschiedliches Betriebsalter oder die konkrete Funktion der einzelnen Anlage im Stromversorgungssystem Rücksicht genommen werden kann.

Entschädigungsansprüche werden durch die erörterten Optionen für direkte Instrumente grundsätzlich nicht ausgelöst. Anders liegt es zum einen bei dem Sonderfall der Zuweisung eines Kraftwerks zur strategischen Reserve; insoweit besteht ein Anspruch auf angemessene Vergütung. Zum anderen gilt eine Ausnahme für den Fall, dass auf die einzelne Anlage bezogene CO₂-Grenzwerte oder Effizienzstandards festgesetzt werden, sofern diese auch auf Anlagen

zur Anwendung gebracht werden sollen, die zeitlich nach der Verankerung der Emissionshandelsklausel in § 5 BImSchG (2004) genehmigt oder im Vertrauen auf die geänderte Rechtslage einem Retrofit unterzogen wurden.

Im Übrigen müssen bei allen Instrumenten die wirtschaftlichen Interessen der Anlagenbetreiber im Rahmen der Verhältnismäßigkeit berücksichtigt werden. Ein Rechtsanspruch auf Amortisation lässt sich den Grundrechten indessen nicht entnehmen. Grundsätzlich können den Anlagenbetreibern mit Blick auf die höherrangigen Ziele des Klimaschutzes wirtschaftliche Belastungen zugemutet werden. Die auf Grund der Instrumente eintretenden Belastungen müssen sich von der Zielsetzung her dabei allerdings auch in ihrer konkreten Ausgestaltung als erforderlich darstellen. Bei sorgfältiger Gesetzesplanung lässt sich das gewährleisten.

Auf der Ebene der näheren Konkretisierung ist außerdem stets der Gleichheitsgrundsatz im Blick zu behalten. Adressatengruppen, Schwellenwerte, Bemessungskriterien und sonstige Differenzierungen müssen sachgerecht zugeschnitten werden. Pauschalierungen und Typisierungen sind dabei grundsätzlich zulässig. Zu denken ist insofern stets daran, dass sich die Ausgestaltung dem Gebot der Folgerichtigkeit entsprechend an den Zielen und Wirkungen der Instrumente im Interesse der hinter ihnen stehenden Motive auszurichten hat.

Mit den indirekt wirkenden Instrumenten finanzieller Art lässt sich nicht vergleichbar zielgenau steuern, der Transformationsprozess aber durchaus wirkungsvoll unterstützen. Ihnen sind durch die Bestimmungen des Finanzverfassungsrechts enge Spielräume gesetzt. Aus dem EU-Recht ergeben sich nur punktuell Restriktionen. Als danach grundsätzlich zulässige Instrumente mit ausgeprägten Steuerungswirkungen konnten trotz der engen Spielräume des Verfassungsrechts identifiziert werden:

- die Anwendung der Energiesteuer auf die (bisher nicht besteuerte) Verwendung von Kohle oder generell von fossilen Heizstoffen zu Zwecken der Stromerzeugung (mit möglichen Differenzierungen zwischen Energiegehalten oder CO₂-Emissionen) sowie
- die Erhebung eines nichtsteuerlichen Geldbetrags, den die Betreiber fossiler Kraftwerke (direkt) an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlen hätten, und dessen Einnahmen in die EEG-Umlage fließen würden.

Besonders interessant erscheint angesichts der eindeutig positiv geklärten Rechtskonformität und des geringen administrativen Aufwands unter den finanziell ansetzenden Instrumenten die Einführung einer Energiesteuer auf die Stromerzeugung aus Kohle (bzw. fossilen Einsatzstoffen). Mit ihr könnten einem „CO₂-Mindestpreis“ nahekommende Wirkungen erzielt werden.

Literatur

- Battis, U.; Ruttloff, M.: Zur Bedeutung der Moratoriums-Urteile des VGH Kassel für die Energiewende, in: NVwZ 2013, S. 817 ff.
- BeckOK GG: Epping, V.; Hillgruber, C. (Hrsg.): Beck'scher Online-Kommentar Grundgesetz (Stand: 01.09.2014)
- BK-GG: Kahl, W.; Waldhoff, C.; Walter, C. (Hrsg.): Bonner Kommentar zum Grundgesetz, Loseblattsammlung, München (Stand 12/2012)
- Braunewell, J.: Die neue Richtlinie über Industrieemissionen, in: UPR 2011, S. 250 ff.
- Britz, G.; Hellermann, J.; Hermes, G.: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), München, 2. Aufl. 2010
- Bruch, D.; Greve, H.: Die Kernbrennstoffsteuer im Fokus der Finanzgerichtsbarkeit, in: BB 2012, S. 234 ff.
- Bruch, D.; Greve, H.: Atomausstieg 2011 als Verletzung der Grundrechte der Kraftwerksbetreiber, in: DöV 2011, S. 794 ff.
- Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 2010
- Bürger, V.; Klinski, S.; Keimeyer, F.: Konzepte für die Beseitigung rechtlicher Hemmnisse des Klimaschutzes im Gebäudebereich (Studie des Öko-Instituts, veröff. in UBA Climate Change 11/2013), Dessau-Roßlau 2013
- Calliess, C.; Ruffert, M.: EUV/AEUV – Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta, 4. Aufl. München 2011
- Däuper, O.; Voß, J. O.: Rechtliche Ausgestaltungsmöglichkeiten von Kapazitätsmechanismen auf dem Stromerzeugungsmarkt, in: ZNER 2012, S. 119 ff.
- Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt): Auktionierung – Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Periodischer Bericht: Januar 2015 (www.dehst.de).
- de Witt, S.: Ist der Atomausstieg 2011 mit Art. 14 GG vereinbar?, in: UPR 2012, S. 281 ff.
- Landmann-Rohmer: Beckmann, M.; Durner, W.; Mann, T.; Röckinghausen, M.: Umweltrecht (Loseblattsammlung, München (Stand: 01.04.2014)
- Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit (2011), insb. S. 188 ff.
- EU-Kommission (Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen vom 23.01.2008): Folgenabschätzung – Begleitpapier zum Paket der Durchführungsmaßnahmen für die Ziele der EU in den Bereichen Klimawandel und erneuerbare Energie bis 2020, Drs. SEC(2008) 85
- EU-Kommission: Vorschlag vom 22.01.2014 für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das EU-System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG, Drs. KOM(2014) 20 final
- Europäisches Parlament (EP): Environment Committee backs ETS market reserve, advocates early start, ENVI Press release - Consumers / Environment – 24-02-2015

- Frenz, W.: Die Genehmigungsfähigkeit von Kohlekraftwerken trotz Klimaschutz, in: DVBl. 2013, S. 688 ff.
- Frenz, W.: Energiewende – Ausstieg aus der Kohle?, in: EnWZ 2013, S. 1 ff.
- Germelmann, C. F.: Präzisierungen in der Sonderabgaben-Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts, GewArch 2009, S. 476 ff.
- Grabitz, E.; Hilf, M.; Nettesheim, M.: Das Recht der Europäischen Union, 40. Aufl., München 2009
- Hansmann, K.-D.; Sellner, D. (Hrsg.): Grundzüge des Umweltrechts, 3. Auflage, Berlin 2007
- Jarass, H. D.: BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz, 10. Aufl. München 2013
- Jarass, H. D.: Das neue Recht der Industrieanlagen, in: NVwZ 2013, S. 169 ff.
- Jarass, H. D.; Pieroth, B. Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), 13. Auflage München 2014
- Jarass, L.: Rechtliche Defizite fördern überdimensionierten Stromnetzausbau, in: ZNER 2014, S. 231 ff.
- Handbuch des Staatsrechts (HdStR): Isensee, W.; Kirchhof, P. (Hrsg.), Band V, 3. Auflage, Heidelberg 2007
- Handbuch des Staatsrechts (HdStR), Isensee, W.; Kirchhof, P. (Hrsg.), Band VI, 3. Auflage, Heidelberg 2006
- Klaus, S; Beyer, C.; Jaworski, P. (Ecofys): Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes (Studie), im Auftrag und hrsg. von Greenpeace, Hamburg 2012
- Klinski, S.: Die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen für Kraftwerksneubau und Fortbetrieb in der Energiewende, in: ER (EnergieRecht) 2012, 47 ff.
- Klinski, S.: Die novellierten Stellplatzvorschriften (Diss.), Berlin 2001
- Klinski, S.: EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage (Rechtsgutachten), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2. Aufl. Berlin 2009
- Kloepfer, M.: 13. Atomgesetznovelle und Grundrechte, in: DVBl. 2011, S. 1437 ff.
- Kloepfer, M.: Umweltrecht, 3. Auflage Berlin 2004
- Koch, H.-J.: Der Atomausstieg und der verfassungsrechtliche Schutz des Eigentums, in: NJW 2000, S. 1529 ff.
- Koch, H.-J.; Krohn, S.: Umwelt in schlechter Verfassung? Der Umweltschutz nach der Föderalismusreform, NuR 2006, S. 673 ff.
- Krajewski, M.: Umweltschutz und internationales Investitionsschutzrecht; in: ZUR 2014, S. 396 ff.
- Lenz, C. O.; Borchardt, K.-D.: EU-Verträge Kommentar, 6. Aufl. Köln 2012

- Leprich, U.; Bofinger, K.; Ritzau, M. u.a. Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes (Studie von IZES/Bofinger/BET im Auftrag der Baden Württemberg Stiftung), Saarbrücken/Würzburg/Aachen 2013
- Martini, M.: Die Kernbrennstoffsteuer – ein steuerrechtlicher Störfall? Offene verfassungs- und unionsrechtliche Fragen, ZUR 2012, 219 ff.
- Maunz, T.; Dürig, G. (Begr.) / Herzog, R. u.a. (Hrsg.): Grundgesetz, Loseblattkommentar Stand: März 2014
- Milkau, A.: Ansätze zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, ZUR 2008, S. 561 ff.
- Neuhoff, K.; Schopp, A.: Europäischer Emissionshandel: Durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen DIW-Wochenbericht 11/2013, S. 3 ff.
- Oei, P.-Y.; Kemfert, C.; Reiz, F.; von Hirschhausen, C.: Braunkohleausstieg – Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende (Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung/DIW – Reihe Politikberatung kompakt), Berlin 2014
- Oei, P.-Y.; Kemfert, C.; Reiz, F.; von Hirschhausen, C.: Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch, in: DIW Wochenbericht Nr. 26/2014, S. 603 ff.
- Ossenbühl, Verfassungsrechtliche Fragen eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie, Baden Baden u.a. 2012
- Röckinghausen, M.: Die Industrie-Emissions-Richtlinie (IED) und ihre Umsetzung im Immissionsschutzrecht, in: UPR 2012, S. 161 ff.
- Rogall, H.: 100%-Versorgung mit erneuerbaren Energien - Bedingungen für eine globale, nationale und kommunale Umsetzung, Marburg 2014
- Roller, G.: Die Vereinbarkeit der nachträglichen gesetzlichen Befristung atomrechtlicher Genehmigungen mit Art. 14 GG, in: ZUR 1999, S. 244 ff.
- SRU (Rat von Sachverständigen für Umweltfragen): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Berlin 2011
- Schäuble, D.; Volkert, D.; Jacobs, D.; Töpfer, K.(IASS): CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene (Gutachten), Potsdam 2014
- Schlömer, J.: Zur Verfassungsmäßigkeit des beschleunigten Atomausstiegs, in: ZNER 2014, S. 363 ff.
- Schmidt-Preuß, M.: Atomausstieg in Eigentum, in: NJW 2000, S. 1524 ff.
- Seefeldt, F.; Struwe, J.; Ragwitz, M.; Steinbach, J.; Jacobshagen, U.; Kachel, M.; Brandt, E.; Nast, M.; Simon, S.; Bürger, V.; 2012: Fachliche und juristische Konzeption eines haushaltsunabhängigen Instruments für erneuerbare Wärme, Berlin 2013
- Streinz, R.: EUV/AEUV – Vertrag über die Europäische Union und Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, 2. Aufl., München 2012
- Stürer, B.; Loges, S.: Ausstieg aus der Atomenergie zum Nulltarif?; in: NVwZ 2000, S. 9 ff.
- Tipke, K.: Die Steuerrechtsordnung, Band 3, 3. Auflage, Köln 2013

- Tipke, K.; Lang, J.: Steuerrecht, 21. Auflage, Köln 2013
- v. Mangoldt, H.; Klein, F.; Starck, C.: Kommentar zum Grundgesetz (GG), Band 3, 6. Auflage, München 2010
- v. Münch, I.; Kunig, P.: Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (GG), Bd. 3, Art. 70-146, 6. Auflage, München 2012
- Verheyen, R.: Rechtliche Instrumente zur Verhinderung neuer Kohlekraftwerke und Braunkohle Tagebaue, Rechtsgutachten (im Auftrag und hrsg. von der Deutsche Umwelthilfen und dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland – BUND), Berlin 2013
- Verheyen, R.: Die Bedeutung des Klimaschutzes bei der Genehmigung von Kohlekraftwerken und bei der Zulassung des Kohleabbaus, ZUR 2010, S. 403 ff.
- Körner, R.; Vierhaus, H.-P.: Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz Zuteilungsgesetz 2007, Kommentar, München 2005
- Wallrabenstein, A.: Die Verfassungsmäßigkeit des jüngsten Atomausstiegs, in: Humboldt Forum 2011, S. 109 ff.
- Wernsmann, R.: Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die Kernbrennstoffsteuer, in: NVwZ 2011, S. 1367 ff.
- Wieland, J.: Verfassungsfragen der Energiewende: Rahmenbedingungen der Umgestaltung (Vortrag bei den Bitburger Gesprächen, Januar 2014 (veröff. in: Bitburger Gespräche, Jahrbuch 2014, S. 11-26), München 2014
- Wronski, R.; Küchler, S.; Falke, I.; Wandscher, K.: Umsetzung eines CO₂-Mindestpreises in Deutschland (Studie des Forums ökologische Marktwirtschaft (FÖS) in Zusammenarbeit mit Rechtsanwälte Schnutenhaus und Koll. im Auftrag der European Climate Foundation, Manuskriptfassung), Berlin 2014
- Ziehm, C.: Neue rechtliche Vorgaben für Bau und Betrieb von Kohlekraftwerken, Gutachten (im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen), Berlin 2014
- Ziehm, C.: Europarechtliche Zulässigkeit nationaler CO₂-Emissionsstandards für Energieerzeugungsanlagen, in: ZNER 2014, S. 34 ff.
- Ziehm, C.: Die Bundesregierung kann der zunehmenden Kohleverstromung begegnen – sie muss es nur wollen, in: ZUR 2014, S. 129 f.
- Ziehm, C.; Wegener, H.: Zur Zulässigkeit nationaler CO₂-Grenzwerte für dem Emissionshandel unterfallende neue Energieerzeugungsanlagen (Rechtgutachten), hrsg. von der Deutschen Umwelthilfe e.V., Berlin 2013