

cep**Kompass**

Die Klima- und Energiepolitik der EU

Stand und Perspektiven

November 2014



Kernpunkte

Klimaschutz

- ▶ Die Europäische Union hat sich mit dem Emissionshandelssystem für ein ökologisch treffsicheres und zugleich ökonomisch effizientes wirtschaftspolitisches Instrument zur Reduktion von Treibhausgasen entschieden. Es gibt ein gesamtwirtschaftliches Reduktionsziel vor und überlässt es dabei den Marktakteuren herauszufinden, wo Emissionsreduktionen zu den geringsten Kosten möglich sind. Dies gewährleistet, dass der Klimaschutz nicht unnötig teuer wird.
- ▶ Aufgrund seiner Effizienz sollte das Emissionshandelssystem auf möglichst viele Sektoren ausgeweitet werden. Denn das Spektrum für die Entdeckung kostengünstiger Vermeidungspotenziale ist umso größer, je mehr Sektoren einer Volkswirtschaft in den Emissionshandel einbezogen werden.
- ▶ Bei einem umfassenden Emissionshandelssystem kann auf zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen, wie CO₂-Grenzwerte für Kraftfahrzeugmotoren, verzichtet werden. Dies wäre ein substantieller Beitrag zur Deregulierung, ohne den Klimaschutz zu beeinträchtigen.
- ▶ Das Emissionshandelssystem ist effizient, weil es auf einem marktwirtschaftlichen Mechanismus basiert. Politische Eingriffe in seine Funktionsweise, wie das „Backloading“ von Zertifikaten, können diese Effizienz beeinträchtigen. Daher sollte die EU auf solche Eingriffe verzichten.
- ▶ Die Begrenzung der negativen Folgen des Klimawandels (z.B. Überschwemmungen) durch geeignete Anpassungsmaßnahmen (z.B. Deicherhöhungen) kann dazu beitragen, bereits frühzeitig mögliche volkswirtschaftliche Schäden wie Produktionsausfälle zu vermeiden.

Energiebinnenmarkt

- ▶ Der Energiebinnenmarkt kann nur vollendet werden, wenn alle EU-Mitgliedstaaten die Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets, insbesondere die Regeln zur Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen, vollständig umsetzen. Dies ist bislang noch nicht der Fall. Die Europäische Kommission sollte daher die Umsetzung der Entflechtungsregeln durch die Mitgliedstaaten weiterhin mit Nachdruck verfolgen.
- ▶ Staatliche Eingriffe in den Energiemarkt zur Erreichung von umwelt- und energiepolitischen Zielen haben dazu geführt, dass Steuern und Abgaben im Energiebereich und damit die Energiepreise in den letzten Jahren zum Teil deutlich angestiegen sind. Die Europäische Kommission fordert zu Recht, kostentreibende staatliche Eingriffe in den Energiemarkt zulasten der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu begrenzen.

Energieversorgungssicherheit

- ▶ Die Abhängigkeit vieler Mitgliedstaaten von Energieimporten – insbesondere von Erdgas – aus Nicht-EU-Staaten ist hoch. Bei der Erdgasversorgung kann ein Ausbau des grenzüberschreitenden Fernleitungsnetzes die Lieferländer und Liefer Routen diversifizieren und so die Energieversorgungssicherheit in der EU erhöhen.
- ▶ Wettbewerbsfeindliche Maßnahmen, wie die Bündelung der Energieimporte durch die Gründung einer Energieeinkaufsgemeinschaft, vermindern den Anreiz der Mitgliedstaaten, ihre Erdgasversorgung durch den Ausbau der Gasfernleitungen ausreichend zu diversifizieren.

Energieeffizienz

- ▶ Die EU-Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz gehen inzwischen zu weit, missachten die dadurch hervorgerufenen Kosten und können auch die Versorgungssicherheit nur wenig zielgenau befördern. Wirkliche Effizienzverbesserungen entstehen durch Marktprozesse.
- ▶ Die EU sollte die Kennzeichnung des Energieverbrauchs von Produkten ausweiten, da dies die Verbraucherentscheidungen auf eine bessere Grundlage stellt. Regulatorische Eingriffe wie im Rahmen der „Ökodesign-Richtlinie“ sollten jedoch unterbleiben.

Erneuerbare Energien

- ▶ Der politisch forcierte Ausbau erneuerbarer Energien ist beschlossene Sache. Daher muss es eine vorrangige Aufgabe der EU-Energiepolitik in den nächsten Jahren sein, den Ausbau erneuerbarer Energien möglichst effizient umzusetzen. Dies betrifft neben dem Bau und Betrieb von Erzeugungsanlagen auch die notwendigen Investitionen in die Infrastruktur für den Transport und die Speicherung sowie den Aufbau von Reservekapazitäten.
- ▶ Derzeit gibt es in jedem Mitgliedstaat ein eigenes System zur Förderung erneuerbarer Energien. Dadurch erfolgt deren Ausbau vorrangig dort, wo die Mitgliedstaaten ihn besonders stark subventionieren, und nicht dort, wo die Energieausbeute optimal ist. Eine stärkere Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten im Rahmen der bereits zur Verfügung stehenden Kooperationsmechanismen würde zu einer Angleichung der Förderbedingungen führen und die Verzerrungen beim Standortwettbewerb unter den Erzeugern erneuerbarer Energien reduzieren.

Energieinfrastruktur

- ▶ Für eine sichere und effiziente Energieversorgung in der EU ist der Ausbau der grenzüberschreitenden Gas- und Stromnetze erforderlich. Eine gut vernetzte Energieinfrastruktur kann die Energieversorgungssicherheit EU-weit verbessern. Zudem ermöglicht sie grenzüberschreitenden Wettbewerb, der den Verbrauchern in Form von niedrigeren Preisen zugutekommt.
- ▶ Der Ausbau „intelligenter Netze“ („Smart Grids“) ist die technische Voraussetzung dafür, dass Stromnachfrager flexibler auf Schwankungen beim Stromangebot reagieren können. Dabei muss gewährleistet sein, dass die Verbraucherpreise untertäglich hinreichend flexibel sind und der Datenschutz gewährleistet ist.

Klima- und Energieziele 2020–2030

- ▶ Dass die EU sich ein verbindliches Ziel zur Reduktion von Treibhausgasen bis 2030 gesetzt hat, stärkt die Glaubwürdigkeit der europäischen Klimaschutzpolitik und führt zu Planungssicherheit. Dass der Emissionsrechtehandel das wichtigste Instrument zur Erreichung dieses Ziels sein soll, wird zu möglichst kostengünstigen Emissionseinsparungen führen.

Inhaltsübersicht

Kernpunkte.....	I
Inhaltsübersicht.....	III
Inhaltsverzeichnis.....	IV
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
Einleitung.....	1
1. Grundzüge der europäischen Klima- und Energiepolitik.....	3
1.1. EU-Klimapolitik.....	3
1.2. EU-Energiepolitik.....	6
2. EU-Klimapolitik.....	9
2.1. Überblick: Struktur der EU-Klimapolitik.....	9
2.2. Vermeidung von Treibhausgasemissionen innerhalb des EU-ETS.....	10
2.2.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS.....	10
2.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS.....	21
2.3. Vermeidung von Treibhausgasemissionen außerhalb des EU-ETS.....	26
2.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS.....	26
2.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS.....	36
2.4. Anpassung an den Klimawandel.....	40
2.4.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Klimaanpassungspolitik.....	40
2.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Klimaanpassungspolitik.....	43
3. EU-Energiepolitik.....	45
3.1. Überblick: Struktur der EU-Energiepolitik.....	45
3.2. Energiebinnenmarkt.....	46
3.2.1. EU-Regulierungsrahmen: Energiebinnenmarkt.....	46
3.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energiebinnenmarkt.....	56
3.3. Energieversorgungssicherheit.....	59
3.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieversorgungssicherheit.....	59
3.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieversorgungssicherheit.....	72
3.4. Energieeffizienz.....	75
3.4.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieeffizienz.....	75
3.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieeffizienz.....	84
3.5. Erneuerbare Energien.....	89
3.5.1. EU-Regulierungsrahmen: Erneuerbare Energien.....	89
3.5.2. Ordnungspolitische Bewertung: Erneuerbare Energien.....	99
3.6. Energieinfrastruktur.....	104
3.6.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieinfrastruktur.....	104
3.6.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieinfrastruktur.....	110
4. Klima- und Energieziele 2020–2030.....	112
4.1. EU-Regulierungsrahmen.....	112
4.2. Ordnungspolitische Bewertung.....	115

Inhaltsverzeichnis

Kernpunkte.....	I
Inhaltsübersicht	III
Inhaltsverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
Einleitung.....	1
1. Grundzüge der europäischen Klima- und Energiepolitik.....	3
1.1. EU-Klimapolitik	3
1.2. EU-Energiepolitik	6
2. EU-Klimapolitik	9
2.1. Überblick: Struktur der EU-Klimapolitik.....	9
2.2. Vermeidung von Treibhausgasemissionen innerhalb des EU-ETS.....	10
2.2.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS	10
2.2.1.1. Rechtliche Grundlage	10
2.2.1.2. Erfasste Sektoren und Treibhausgase	11
2.2.1.3. Funktionsweise des EU-ETS	11
2.2.1.4. Internationale Gutschriften für Emissionsreduktionen	15
2.2.1.5. Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS.....	17
2.2.1.5.1. Entwicklung	17
2.2.1.5.2. Verfahren	17
2.2.1.6. Administrativer Ablauf der Zertifikateversteigerung	18
2.2.1.7. Zurückhalten von Zertifikaten (Backloading).....	18
2.2.1.8. Marktstabilitätsreserve	19
2.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS	21
2.2.2.1. Klimaschutz	21
2.2.2.2. Emissionshandel	21
2.2.2.3. Internationale Gutschriften für Emissionsreduktionen	22
2.2.2.4. Einbeziehung des Luftverkehrs.....	23
2.2.2.5. Backloading	24
2.2.2.6. Marktstabilitätsreserve	24
2.3. Vermeidung von Treibhausgasemissionen außerhalb des EU-ETS.....	26
2.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS.....	26
2.3.1.1. Nationale Emissionsziele außerhalb des EU-ETS.....	26
2.3.1.2. Maßnahmen zur CO ₂ -Reduktion im Verkehrssektor.....	29
2.3.1.2.1. CO ₂ -Zielvorgaben für Pkw	29
2.3.1.2.2. CO ₂ -Zielvorgaben für leichte Nutzfahrzeuge	31
2.3.1.2.3. Maßnahmen zur CO ₂ -Reduktion von schweren Nutzfahrzeugen	33
2.3.1.2.4. Kraftstoffqualität und Biokraftstoffe	34
2.3.1.2.5. CO ₂ -Emissionen im Schiffsverkehr.....	35
2.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS.....	36
2.3.2.1. Grundsätzliche Kritik zu Maßnahmen außerhalb des EU-ETS.....	36
2.3.2.2. CO ₂ -Zielvorgaben für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	37
2.3.2.3. Maßnahmen zur CO ₂ -Reduktion von schweren Nutzfahrzeugen	38

2.3.2.4. Kraftstoffqualität und Biokraftstoffe.....	39
2.4. Anpassung an den Klimawandel.....	40
2.4.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Klimaanpassungspolitik	40
2.4.1.1. Grünbuch (2007).....	41
2.4.1.2. Weißbuch (2009).....	41
2.4.1.3. EU-Anpassungsstrategie (2013)	42
2.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Klimaanpassungspolitik.....	43
3. EU-Energiepolitik	45
3.1. Überblick: Struktur der EU-Energiepolitik.....	45
3.2. Energiebinnenmarkt.....	46
3.2.1. EU-Regulierungsrahmen: Energiebinnenmarkt.....	46
3.2.1.1. Entflechtung.....	49
3.2.1.2. Regulierung	50
3.2.1.3. Verbraucherschutz.....	53
3.2.1.4. Vollendung des Energiebinnenmarkts	54
3.2.1.4.1. Entflechtung	54
3.2.1.4.2. Wettbewerb und Marktkopplung.....	54
3.2.1.4.3. Energiepreise und staatliche Markteingriffe.....	55
3.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energiebinnenmarkt.....	56
3.2.2.1. Entflechtung.....	56
3.2.2.2. Regionale Initiativen.....	56
3.2.2.3. Verbraucherschutz.....	57
3.2.2.4. Energiepreise und staatliche Eingriffe in den Energiebinnenmarkt	57
3.3. Energieversorgungssicherheit	59
3.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieversorgungssicherheit	59
3.3.1.1. Sicherung der Erdgasversorgung.....	62
3.3.1.1.1. Vorgaben zur Vermeidung von Versorgungsausfällen	63
3.3.1.1.2. Erhöhung der Unabhängigkeit von Erdgasimporten	66
3.3.1.2. Sicherung der Erdölversorgung	67
3.3.1.2.1. Vorgaben zur Vermeidung von Lieferengpässen	67
3.3.1.2.2. Förderung alternativer Kraftstoffe	69
3.3.1.3. Sicherung der Stromversorgung	69
3.3.1.3.1. Vorgaben zur Stromversorgungssicherheit	70
3.3.1.3.2. Koordinierungsgruppe Strom	70
3.3.1.3.3. Kapazitätsmechanismen	71
3.3.1.3.4. Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen	71
3.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieversorgungssicherheit	72
3.3.2.1. Sicherung der Erdgasversorgung.....	72
3.3.2.2. Sicherung der Erdölversorgung	73
3.3.2.3. Sicherung der Stromversorgung	74
3.4. Energieeffizienz	75
3.4.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieeffizienz.....	75
3.4.1.1. Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU	77
3.4.1.1.1. Einleitung.....	77
3.4.1.1.2. Maßnahmen für den öffentlichen Sektor.....	77
3.4.1.1.3. Jährliche Energieeinsparungen von 1,5 %.....	79

3.4.1.1.4. Kraft-Wärme-Kopplung	80
3.4.1.2. Energieeffizienz von Gebäuden	81
3.4.1.3. Energieeffizienz von Produkten	82
3.4.1.3.1. Energiekennzeichnung energieverbrauchsrelevanter Produkte	82
3.4.1.3.2. Umweltgerechte Produktgestaltung (Ökodesign)	83
3.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieeffizienz	84
3.4.2.1. Die ökonomische Dimension der Effizienzpolitik.....	84
3.4.2.2. Mehr Effizienz durch mehr Regulierung?	86
3.4.2.3. Mehr Effizienz durch marktbasierete Ansätze	87
3.5. Erneuerbare Energien	89
3.5.1. EU-Regulierungsrahmen: Erneuerbare Energien	89
3.5.1.1. Überblick: Rechtsentwicklung (1997–2014)	89
3.5.1.2. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG.....	90
3.5.1.3. Europäisierung der Förderung erneuerbarer Energien.....	94
3.5.1.3.1. EuGH-Urteil „Ålands Vindkraft“ (2014)	94
3.5.1.3.2. Hemmnisse grenzübergreifender Kooperation.....	95
3.5.1.3.3. Forderung nach größerer Konvergenz nationaler Fördersysteme..	96
3.5.1.4. Leitlinien für nationale Förderregelungen (2013)	96
3.5.1.5. Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020 (2014).....	98
3.5.1.5.1. Allgemeine Voraussetzungen	99
3.5.1.5.2. Betriebsbeihilfen für Strom aus erneuerbaren Energien.....	99
3.5.2. Ordnungspolitische Bewertung: Erneuerbare Energien	99
3.5.2.1. Sollte der Ausbau erneuerbarer Energien forciert werden?	99
3.5.2.2. Effiziente Förderung erneuerbarer Energien	100
3.5.2.3. EU-weite Fördersysteme und Standortneutralität	101
3.5.2.4. Marktnahe Förderinstrumente und Technologieneutralität.....	102
3.6. Energieinfrastruktur.....	104
3.6.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieinfrastruktur.....	104
3.6.1.1. TENE-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013.....	106
3.6.1.1.1. Auswahl von „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (VGI).....	106
3.6.1.1.2. Schnellere und transparentere Genehmigungsverfahren.....	107
3.6.1.1.3. Finanzierung des Infrastrukturausbaus	107
3.6.1.2. Der Ausbau „intelligenter Stromnetze“	108
3.6.1.2.1. Flächendeckende Einführung von Smart-Metern.....	109
3.6.1.2.2. Stärkere Beteiligung der Nachfrage im Strommarkt.....	109
3.6.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieinfrastruktur	110
3.6.2.1. Die Herausforderung des Ausbaus transeuropäischer Netze	110
3.6.2.2. Intelligente Stromnetze	111
4. Klima- und Energieziele 2020–2030.....	112
4.1. EU-Regulierungsrahmen.....	112
4.2. Ordnungspolitische Bewertung.....	115

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grundzüge der europäischen Klima- und Energiepolitik.....	3
Abbildung 2: THG-Reduktionsziele (EU-15, 2008–2012).....	4
Abbildung 3: 20-20-20-Beschluss (Europäischer Rat, 2007)	7
Abbildung 4: Struktur der EU-Klimapolitik.....	9
Abbildung 5: Entwicklung des EU-ETS	10
Abbildung 6: Sektoren innerhalb und außerhalb des EU-ETS	11
Abbildung 7: Funktionsweise des EU-ETS.....	12
Abbildung 8: EU-weit verfügbare Zertifikate (EU-Cap 2013–2020)	13
Abbildung 9: Zertifikatezuteilung.....	14
Abbildung 10: Vorjahresüberschuss zur Ermittlung einzustellender/freizugebender Zertifikate	20
Abbildung 11: Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve	20
Abbildung 12: Nationale Emissionsziele für Sektoren außerhalb des EU-ETS	28
Abbildung 13: Anteile einzelner Verkehrsträger an Gesamt-CO ₂ -Emissionen des Verkehrssektors .	29
Abbildung 14: Beispielsberechnung einer herstellereinspezifischen CO ₂ -Zielvorgabe.....	30
Abbildung 15: Zugelassene CO ₂ -Emissionen für neue Pkw seit 2012 und ab 2020	31
Abbildung 16: Zugelassene CO ₂ -Emissionen für neue Nfz seit 2014 und ab 2020	32
Abbildung 17: Beispiele für Anpassungsmaßnahmen.....	40
Abbildung 18: Struktur der EU-Energiepolitik.....	45
Abbildung 19: Anteil der Energieträger am Bruttoinlandsenergieverbrauch der EU (2012)	60
Abbildung 20: Abhängigkeit der EU vom Import fossiler Energieträger	60
Abbildung 21: Abhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe und Erdgasintensität.....	63
Abbildung 22: Statistische Transfers.....	92
Abbildung 23: Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten.....	93
Abbildung 24: Gemeinsame Projekte mit Drittstaaten	93
Abbildung 25: Gemeinsame Förderregelungen.....	93
Abbildung 26: 2030-Beschluss (Europäischer Rat, 2014).....	113

Abkürzungsverzeichnis

ABI, ABIEU	Amtsblatt, Amtsblatt der EU
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CEER	Council of European Energy Regulators
CEF	Connecting Europe Facility
CER	Certified Emission Reductions
ECCP	European Climate Change Programme
EE	erneuerbare Energien
EG	Europäische Gemeinschaft
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
ERU	Emission Reduction Units
EU	Europäische Union
EU-ETS, ETS	European Emissions Trading System
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
ICAO	International Civil Aviation Organization
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JI	Joint Implementation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRV	Monitoring-Reporting-Verification
NER300, NER400	New Entrants' Facility 300, New Entrants' Facility 400
Nfz	Nutzfahrzeug
RÖE	Rohöleinheiten
TEN-E	Transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur
THG	Treibhausgase
TYNDP	Ten-year Network Development Plan
UAbs.	Unterabsatz
UN	United Nations
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VECTO	Vehicle Energy Consumption Calculation Tool
VGI	Vorhaben von gemeinsamem Interesse
ZBS	Zentrale Bevorratungsstelle

Einleitung

Die Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union verfolgt mehrere Ziele: Sie soll klimaschädliche Treibhausgasemissionen reduzieren, eine sichere Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen gewährleisten sowie Wachstum, Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit fördern. Die EU will langfristig zu einem CO₂-armen Wirtschaftssystem übergehen („Dekarbonisierung“) und ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80–95 % gegenüber 1990 senken. Zu diesem Zweck will sie bis 2020 drei strategische Kernziele verwirklichen: Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 20 % gegenüber 1990 reduziert werden, der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 % steigen sowie der prognostizierte Energieverbrauch durch eine höhere Energieeffizienz um 20 % sinken. Zur Verwirklichung dieser „20-20-20-Ziele“ strebt die EU verstärkt seit 2007 die Schaffung einer umfassenden und kohärenten Klima- und Energiepolitik an. Hierzu hat sie zwischenzeitlich zahlreiche Maßnahmen in verschiedenen Bereichen der Klima- und Energiepolitik ergriffen.

Allerdings haben sich in den vergangenen Jahren die klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen grundlegend gewandelt: Wirtschaftskrise, Veränderungen auf den internationalen Energiemärkten z.B. durch Fracking, eine größere Sensibilität gegenüber der Abhängigkeit von Energieimporten sowie die weltweit geringe Bereitschaft vieler Staaten, zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beizutragen, geben Anlass, Stand und Perspektiven der europäischen Klima- und Energiepolitik zu überdenken. Zudem streben die Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen an, ein Nachfolgeabkommen des Kyoto-Protokolls für die Zeit nach 2020 abzuschließen. Vor diesem Hintergrund hat der Europäische Rat im Oktober 2014 eine Neuausrichtung der europäischen Klima- und Energiepolitik für den Zeitraum zwischen 2020 und 2030 beschlossen.

Ausgehend von einer Bilanz des Status quo analysiert der **cepKompass**, der auf der fortlaufenden Begleitung der europäischen Klima- und Energiepolitik durch das cep basiert¹, deren zentrale Themenfelder und leitet hieraus Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger ab. Nicht jeder der eingeschlagenen Wege erweist sich als zielführend, andere sind vielversprechend. Der **cepKompass** verbindet kompakte Information („EU-Regulierungsrahmen“) mit klaren Thesen („Ordnungspolitische Bewertung“) und soll so als Orientierungshilfe für Akteure auf dem Gebiet der europäischen Klima- und Energiepolitik dienen.

Freiburg, im November 2014

Dr. Moritz Bonn

Dr. Nadine Heitmann

Nima Nader

Dr. Götz Reichert, LL.M.

Prof. Dr. Jan S. Voßwinkel

¹ Alle Veröffentlichungen des cep zur europäischen Klima- und Energiepolitik abrufbar unter <www.cep.eu>.

1. Grundzüge der europäischen Klima- und Energiepolitik

Seit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon am 1. Dezember 2009 verfügt die Europäische Union mit Art. 191 f. und Art. 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)² über umfassende Kompetenzen zur Gestaltung einer umfassenden europäischen Klima- und Energiepolitik. Beide Politikfelder sind eng miteinander verbunden, ist doch der Klimawandel maßgeblich auf den Ausstoß von Treibhausgasen (THG) durch die Verbrennung fossiler Energieträger – Kohle, Erdöl, Erdgas – zurückzuführen. Maßnahmen der Klimapolitik wirken folglich auf die Energiepolitik und umgekehrt. Sie sind daher gemeinsam zu betrachten.

1.1. EU-Klimapolitik

Die EU verfolgt mit ihrer Klimapolitik das Ziel, einen Beitrag zu Klimaschutz durch Vermeidung des Klimawandels und zur Anpassung an dessen Folgen zu leisten. Da die Verwirklichung dieses Ziels auf Dauer angelegt ist, gliedert sich die EU-Klimapolitik im Bereich des Klimaschutzes in aufeinander aufbauende Ziel-Etappen.

Etappe	Ziel	Grundlage
2008–2012	THG-Reduktion um 8 % gegenüber 1990	Kyoto-Protokoll (1997) Rechtsverbindliche Reduktionsverpflichtungen (EU-15)
2020	THG-Reduktion um 20 % gegenüber 1990	Europäischer Rat (2007) 20-20-20-Beschluss
2030	THG-Reduktion um 40 % gegenüber 1990	Europäischer Rat (2014) 2030-Beschluss
2050	THG-Reduktion um 80–95 % gegenüber 1990	Vorschlag der EU-Kommission

Abbildung 1: Grundzüge der europäischen Klima- und Energiepolitik

Quellen: Art. 3 Abs. 1 i.V.m. Art. 4 Kyoto-Protokoll, Europäischer Rat v. 8./9.3.2007, Schlussfolgerungen, 7224/1/07 REV 1, Anlage I, Kommissionsmitteilung KOM(2014) 15, Kommissionsmitteilung KOM(2011) 112

Die heutige EU-Klimaschutzpolitik ist das Ergebnis einer langjährigen Entwicklung.³ Sie reicht bis 1992 zurück, als sich auf dem sog. Erdgipfel der Vereinten Nationen in Rio de Janeiro (United Nations Conference on Environment and Development, UNCED) die damaligen Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaft zusammen mit anderen Staaten im Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen von 1992 (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) auf das Ziel verständigten, die Konzentration von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre auf einem Niveau zu stabilisieren, das eine gefährliche, durch den Menschen verursachte Beeinträchtigung des Klimasystems verhindert. Auf Basis des Zweiten Sachstandsberichts „Climate Change 1995“⁴ des Weltklimarates (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) erklärte der EU-Umweltministerrat 1996, dass die durchschnittlichen globalen Temperaturen nicht

² Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV, in Kraft seit 01.12.2009), konsolidierte Fassung abrufbar unter <<http://register.consilium.europa.eu/doc/srv?l=DE&f=ST%206655%202008%20REV%207>>.

³ Vgl. hierzu und im Folgenden Reichert, G. (2009): cepDossier Klimaschutz in der Europäischen Union, S. 6-8.

⁴ Abrufbar unter <https://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml#1>.

mehr als 2°C über den vorindustriellen Stand hinaus steigen sollten. Hierzu dürfe die THG-Konzentration in der Atmosphäre 550 ppm CO₂-Äquivalent nicht überschreiten. Um eine entsprechende Stabilisierung zu erreichen, haben sich 1997 die Europäische Gemeinschaft und ihre damals fünfzehn Mitgliedstaaten nach Art. 3 Abs. 1 in Verbindung mit Art. 4 des Kyoto-Protokolls zum UN-Klimaschutzübereinkommen verpflichtet, gemeinsam ihre THG-Emissionen im Zeitraum 2008 bis 2012 (1. Kyoto-Verpflichtungsperiode) um insgesamt mindestens 8 % gegenüber dem Stand von 1990 zu senken („EU bubble“). Die Beiträge, die die einzelnen Mitgliedstaaten zur Erreichung dieses EU-weiten Reduktionsziels jeweils erbringen mussten, wurden EU-intern aufgeteilt („burden sharing“; s. Abb. 2). Auch die meisten Staaten, die seitdem der EU beigetreten sind, unterwarfen sich unterschiedlichen Reduktionspflichten von 5 % (Kroatien), 6 % (Polen, Ungarn) und 8 % (Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik).

Kyoto-Protokoll, Annex B EU-15: interne Lastenverteilung			
Belgien	-7,5 %	Luxemburg	-28 %
Dänemark	-21 %	Niederlande	-6 %
Deutschland	-21 %	Österreich	-13 %
Finnland	+/-0 %	Portugal	+27 %
Frankreich	+/-0 %	Schweden	+4 %
Griechenland	+25 %	Spanien	+15 %
Irland	+13 %	Vereinigtes Königreich	12,5 %
Italien	-6,5 %		
EU-15 (EU bubble)			-8 %

Abbildung 2: THG-Reduktionsziele (EU-15, 2008–2012)

Um die Anstrengungen zur THG-Reduzierung in der EU zu intensivieren, startete die Europäische Kommission im Jahr 2000 das **Erste Europäische Programm zur Klimaänderung (First European Climate Change Programme, ECCP I)**⁵. Im Rahmen des ECCP I wurden in einem umfassenden Konsultationsprozess Elemente einer europäischen Strategie zur Umsetzung der Verpflichtungen der Europäischen Gemeinschaft und ihrer Mitgliedstaaten aus dem Kyoto-Protokoll erarbeitet.

Neben spezifischen Maßnahmen in verschiedenen Bereichen (Energiewirtschaft, Verkehr, Industrie, Abfallwirtschaft, Land- und Forstwirtschaft, Forschung und Entwicklung, Struktur- und Kohäsionsfond) gehörte hierzu als Kernelement die Einführung eines Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (European Emissions Trading System, EU-ETS).

Die Europäische Kommission stellte 2005 in ihrer Mitteilung „Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung“ fest, dass der Nutzen einer Begrenzung des durchschnittlichen globalen Temperaturanstiegs auf 2°C „bei weitem höher ist als die Kosten der dafür erforderlichen politischen Maßnahmen. Steigt die Temperatur um mehr als 2°C, werden raschere und unvorhersehbare Reaktionen des Klimas wahrscheinlicher, und unumkehrbare Katastrophen könnten sich ereignen“.⁶ Vor diesem Hintergrund kündigte die Kommission an, im Rahmen des **Zweiten Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP II)**⁷ die Fortschritte des ECCP I zu bewerten und weitere Klimaschutzmaßnahmen insbesondere in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Verkehr (einschließlich des Luft- und Seeverkehrs) sowie der Abscheidung und Speiche-

⁵ Hierzu Informationen abrufbar unter <http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/first/index_en.htm>.

⁶ Kommissionsmitteilung KOM(2005) 35, S. 4.

⁷ Hierzu Informationen abrufbar unter <http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/second/index_en.htm>.

rung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Storage, CCS) zu entwickeln. 2007 bekräftigte die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung „Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius“, dass es zum Schutz des Erdklimas erforderlich sei, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf höchstens 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen („2°C-Ziel“).⁸

Der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten beschloss im März 2007 („**20-20-20-Beschluss**“⁹), dass sich die Europäische Gemeinschaft bereits vor Abschluss eines globalen Nachfolgeabkommens des Kyoto-Protokolls für die Zeit nach 2012 verbindlich verpflichtet, die **THG-Emissionen bis 2020 um mindestens 20 % gegenüber 1990 zu reduzieren**. Zudem stellte er eine Reduzierung von 30 % in Aussicht, sollten sich im Rahmen eines derartigen Abkommens andere Industrieländer zu „vergleichbaren Emissionsreduktionen“ und die Schwellenländer zu einem „ihren jeweiligen Verantwortlichkeiten und Fähigkeiten angemessenen Beitrag“ verpflichten.¹⁰ Bis 2050 sollten die THG-Emissionen gegenüber 1990 weltweit um bis zu 50 % und in den Industrieländern um 60–80 % verringert werden.¹¹ Allerdings erfüllten sich die Hoffnungen auf ein globales Nachfolgeabkommen nicht, das 2009 auf der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen hätte verhandelt werden sollen. Statt rechtsverbindlicher Ziele wie im Kyoto-Protokoll, gaben im Nachgang zur Klimakonferenz viele Staaten – wichtige Industrie- und Entwicklungsländer, die zusammen über 80 % der weltweiten Treibhausgase emittieren – unverbindliche Absichtserklärungen bekannt („Copenhagen Pledges“).¹² Dennoch gelang es auf der UN-Klimakonferenz in Doha Ende 2012, das Kyoto-Protokoll für den Zeitraum 2013–2020 fortzuschreiben (2. Kyoto-Verpflichtungsperiode). In diesem Rahmen strebt die EU gemeinsam mit Island an, ihre THG-Emissionen 2013–2020 um durchschnittlich 20 % gegenüber einem „Basisjahr“ zu senken.¹³ Nach der 2. Kyoto-Verpflichtungsperiode soll ein neues Klimaschutzabkommen in Kraft treten, das 2015 auf der UN-Klimakonferenz in Paris beschlossen werden soll. Auch mit Blick auf die internationalen Klimaschutzverhandlungen hat der Europäische Rat im Oktober 2014 auf Basis von Vorschlägen der Kommission¹⁴ beschlossen („**2030-Beschluss**“¹⁵), **von 2020 bis 2030 die EU-internen THG-Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren**.

Der Europäische Rat hatte sich bereits im Vorfeld zur UN-Klimakonferenz in Kopenhagen 2009 zu einem langfristigen THG-Reduktionsziel für die EU bekannt. Demnach sollen die **THG-Emissionen der EU bis 2050 um 80–95 % gegenüber 1990 reduziert werden („Dekarbonisierungsziel“)**.¹⁶ Um den angestrebten langfristigen Entwicklungspfad in der Klimapolitik aufzuzeigen, hat sich die Kommission in ihrer Mitteilung „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“¹⁷ zu „denkbaren“ Umsetzungsmaßnahmen geäußert.¹⁸ Seitdem hat die EU zur Verwirklichung ihrer klimapolitischen Ziele zahlreiche Maßnahmen ergriffen (s. Kapitel 2).

⁸ Kommissionsmitteilung KOM(2007) 2 „Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius – Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus“; hierzu cepAnalyse v. 19.09.2007.

⁹ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“), Anlage I.

¹⁰ Ebenda, S. 12, Rn. 31.

¹¹ Ebenda, Rn. 30.

¹² Kommissionsmitteilung KOM(2010) 86 „Die internationale Klimapolitik nach Kopenhagen: Jetzt handeln, um dem globalen Klimaschutz neue Impulse zu geben“; Folgenabschätzung SEC(2010) 261, S. 10ff.; hierzu cepAnalyse v. 25.05.2010.

¹³ Vgl. <http://unfccc.int/files/meetings/ad_hoc_working_groups/kp/application/pdf/awgkp_eu_19042012.pdf>. Zur Bestimmung des „Basisjahrs“ und der zu reduzierenden THG-Emissionen vgl. Kommissionsdokument SWD(2012) 18 „Preparing the EU’s Quantified Emission Limitation or Reduction Objective (QELRO) based on the EU Climate and Energy Package“, abrufbar unter <http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/docs/swd_13022012_en.pdf>.

¹⁴ Kommissionsmitteilung KOM(2013) 167 „Das internationale Klimaschutzübereinkommen von 2015: Gestaltung der Weltklimapolitik für die Zeit nach 2020“, hierzu cepAnalyse Nr. 33/2013; Kommissionsmitteilung COM(2014) 15 „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030“, hierzu cepAnalyse Nr. 18/2014.

¹⁵ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 2.

¹⁶ Rat v. 21.10.2009, Schlussfolgerungen, Dok. 14790/09, S. 6, Rn. 15.

¹⁷ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 112; hierzu cepAnalyse v. 30.05.2011.

¹⁸ Ebenda, S. 3.

1.2. EU-Energiepolitik

Energie ist die Grundvoraussetzung allen Wirtschaftens. Dementsprechend bildet die Suche europäischer Staaten nach gemeinsamen Lösungen für Energiefragen einen wesentlichen Impuls für die europäische Integration, die mit der Unterzeichnung der Verträge zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl (1951) und der Europäischen Atomgemeinschaft (1957) ihren Anfang nahm. Stand zu Beginn des Integrationsprozesses das Ziel der „Bereitstellung größerer Energiemengen zu niedrigeren Kosten für die europäische Wirtschaft“ (Messina-Erklärung, 1955)¹⁹ im Mittelpunkt europäischer Energiepolitik, gewann mit der ersten Ölkrise 1973 die Sicherung der Energieversorgung an Bedeutung.²⁰ Zudem ist seit den frühen 1990er-Jahren der Aspekt des Klimaschutzes zunehmend mitprägend für die Ausgestaltung der europäischen Energiepolitik geworden. Im Verlauf der Jahrzehnte wurde immer deutlicher, wie stark Energiefragen mit anderen Politikfeldern verwoben sind. Nicht zuletzt Engpässe bei der Stromversorgung, starke Schwankungen des Ölpreises, Unterbrechungen von Erdgaslieferungen aus Russland sowie Diskussionen über die Zukunft der Atomkraft und die Förderung erneuerbarer Energien lassen die Dringlichkeit energiepolitischer Fragen verstärkt in das öffentliche Bewusstsein treten.

Heute sieht sich die EU-Energiepolitik als Querschnittsmaterie vor die Herausforderung gestellt, eine sichere Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen zu gewährleisten und zugleich den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase durch die Verbrennung fossiler Energieträger zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund verfolgt sie gemäß Art. 194 Abs. 1 AEUV „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“ folgende Ziele:

- Sicherstellung der **Funktionsfähigkeit des Energiemarkts**;
- Gewährleistung der **Energieversorgungssicherheit** in der EU;
- Förderung der **Energieeffizienz** und von **Energieeinsparungen** sowie **Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen** und
- Förderung der **Interkonnektion der Energienetze**.

Die EU hat wesentliche Weichenstellungen für ihre zukünftige Energiepolitik bereits vor der Einführung der umfassenden Kompetenzgrundlage des Art. 194 AEUV mit dem Inkrafttreten des Vertrages von Lissabon am 1. Dezember 2009 getroffen, indem sie für die verschiedenen Handlungsfelder strategische Kernziele formulierte. Auf Basis des Aktionsplans der Europäischen Kommission „Eine Energiepolitik für Europa“ vom Januar 2007²¹, der die Bekämpfung des Klimawandels durch die Verringerung von Treibhausgasemissionen in das Zentrum einer neuen Energiestrategie für die EU stellte, legte der Europäische Rat 2007 in seinem **20-20-20-Beschluss**²² neben der Reduktion der THG-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 auch strategische Kernziele für die Energieeffizienz, die erneuerbaren Energien und die Verwendung von Biokraftstoffen fest. So soll die Energieeffizienz gesteigert werden, um bis 2020 das rechtlich unverbindliche Ziel, 20 % des EU-Energieverbrauchs gemessen an den Prognosen für 2020 einzusparen, zu erreichen. Zudem muss bis 2020 der Anteil erneuerbarer Energien verbindlich mindestens 20 % am Gesamtenergieverbrauch der EU betragen. Schließlich wurde auch jeder Mitgliedstaat verpflichtet, im selben Zeit-

¹⁹ Entschließung der Außenminister der Bundesrepublik Deutschland, Belgiens, Frankreichs, Italiens, Luxemburgs und der Niederlande anlässlich ihrer Tagung in Messina am 01./02.06.1955.

²⁰ Vgl. Reichert, Energiepolitik, in: Weidenfeld/Wessels (Hrsg.), Jahrbuch der Europäischen Integration 1980, 1981, S. 179.

²¹ Kommissionsmitteilung KOM(2007) 1 „Eine Energiepolitik für Europa“, S. 5 f.; vgl. auch Grünbuch der Kommission KOM(2006) 105 „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“.

²² Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“).

raum den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten verkehrsbedingten Benzin- und Dieserverbrauch auf mindestens 10 % zu erhöhen.

20-20-20-Beschluss (Europäischer Rat, 2007)

1. Reduktion der **Treibhausgasemissionen** bis 2020
 - um 20 % (Bezugsjahr 1990)
 - um 30 %, falls andere Industrieländer vergleichbare Verpflichtungen eingehen
2. Steigerung der **Energieeffizienz** bis 2020 um 20 %
3. Erhöhung des Anteils **erneuerbarer Energien** bis 2020 auf 20 %
4. Erhöhung des **Biokraftstoffanteils im Verkehrssektor** bis 2020 auf 10 %

Abbildung 3: 20-20-20-Beschluss (Europäischer Rat, 2007)

Die EU-Kommission schätzte 2010 im Rahmen ihrer umfassenden **Energiestrategie 2020**²³, dass bis 2020 insgesamt ca. 1 Billion € in das Energiesystem der EU investiert werden müssten, um die strategischen Kernziele der EU für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz zu erreichen sowie die hierfür erforderliche Energieinfrastruktur ausbauen zu können. Sie schlug fünf energiepolitische Prioritäten der EU für das kommende Jahrzehnt vor:

1. Steigerung der Energieeffizienz,
2. Aufbau eines „europaweit integrierten Energiemarktes“,
3. Verstärkung des Verbraucherschutzes und von Sicherheitsstandards,
4. Weiterentwicklung von Energietechnologien sowie
5. Stärkung der energiepolitischen Außenbeziehungen.

Hierzu müsse die EU dringend in ihre veraltete und schlecht vernetzte Energieinfrastruktur investieren. In ihrem „Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“²⁴ schätzte die Kommission, dass von dem Gesamtinvestitionsbedarf von 1 Billion € allein 500 Mrd. € auf Energienetze (Energie-transportnetze, Strom- und Gasspeicherung, „intelligente Netze“) entfallen. Zudem skizzierte sie mögliche Energieinfrastrukturprioritäten der EU.

Nachdem sich der Europäische Rat 2009 zu einem langfristigen Dekarbonisierungsziel bis 2050 von 80–95 % THG-Emissionsreduktion gegenüber 1990 bekannt hatte,²⁵ beauftragte er auf seinem „Energiegipfel“ am 4. Februar 2011 die EU-Kommission mit der Prüfung, wie sich dieses Ziel unter Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit erreichen ließe. Hierzu benannte die Kommission in ihrem „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“ allgemein „denkbare Maßnahmen“ zu dessen Verwirklichung.²⁶ Zur Konkretisierung speziell im Energiebereich stellte die Kommission mit dem **Energie-**

²³ Kommissionsmitteilung COM(2010) 639 „Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“; hierzu cepAnalyse Nr. 11/2012.

²⁴ Kommissionsmitteilung KOM(2010) 677 „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“; hierzu cepAnalyse v. 10.01.2011.

²⁵ Rat v. 21.10.2009, Schlussfolgerungen, Dok. 14790/09, S. 6, Rn. 15.

²⁶ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 112, S. 3; hierzu cepAnalyse v. 30.05.2011.

fahrplan 2050²⁷ Szenarien zur „Veranschaulichung“ vor, wie durch eine „Modernisierung“ des Energiesystems die langfristigen Klimaschutzziele der EU erreicht werden können. Zwischenzeitlich hat die EU zur Umsetzung ihrer energiepolitischen Ziele in den Bereichen Energiebinnenmarkt, Energieversorgungssicherheit, Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Energieinfrastruktur zahlreiche Maßnahmen ergriffen (s. Kapitel 3).

²⁷ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 885; hierzu cepAnalyse Nr. 11/2012.

2. EU-Klimapolitik

2.1. Überblick: Struktur der EU-Klimapolitik

Zu den umweltpolitischen Zielen der EU zählt nach Art. 191 Abs. 1 AEUV, den Klimawandel auf internationaler und regionaler Ebene zu bekämpfen. Hierzu verfolgt sie einen zweigleisigen Ansatz: Primär gilt es, mit Klimaschutzmaßnahmen THG-Emissionen zu vermeiden bzw. zu verringern. Zudem hat die EU Maßnahmen zur Anpassung an die unvermeidbaren Folgen des Klimawandels eingeleitet. Die EU-Klimapolitik lässt sich daher in die beiden Bereiche „Vermeidung“ und „Anpassung“ einteilen (s. Abb. 4). Dabei umfasst der Bereich **Vermeidung** sämtliche Maßnahmen und Instrumente zur Reduzierung von Treibhausgasen in den verschiedenen volkswirtschaftlichen Sektoren. Zu dem Bereich **Anpassung** zählen sämtliche Maßnahmen und Instrumente, die der Anpassung an die negativen Folgen des Klimawandels dienen.

Um eine Reduzierung der THG-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu erreichen²⁸, hat die EU zum einen das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) durch die ETS-Richtlinie 2003/87/EG geschaffen. Es zielt darauf ab, die THG-Emissionen großer ortsfester Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie um 21 % gegenüber 2005 zu reduzieren. Die THG-Emissionen des Luftverkehrs sollen bis 2020 um 5 % unter den durchschnittlichen Emissionen des Zeitraums 2004–2006 liegen. Auf die Verringerung der verbleibenden THG-Emissionen zielt zum anderen die Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG ab, die die Grundlage für Instrumente und Maßnahmen sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene für alle nicht vom EU-ETS erfassten Wirtschaftssektoren bildet.²⁹ Ihr Kernelement ist die Festsetzung der von den einzelnen EU-Mitgliedstaaten jeweils zu leistenden Reduktionsbeiträge („effort sharing“) in Form verbindlicher nationaler Emissionsziele (s. Abb. 12), die zusammen die THG-Emissionen der Nicht-ETS-Sektoren um 10 % gegenüber 2005 reduzieren sollen. Hierzu zählen insbesondere der Straßenverkehr, die Privathaushalte, der Gebäudesektor, die Landwirtschaft, die Abfallwirtschaft sowie Industrieanlagen, deren THG-Ausstoß unterhalb einer Schwelle liegt, ab der sie am EU-ETS teilnehmen müssten.

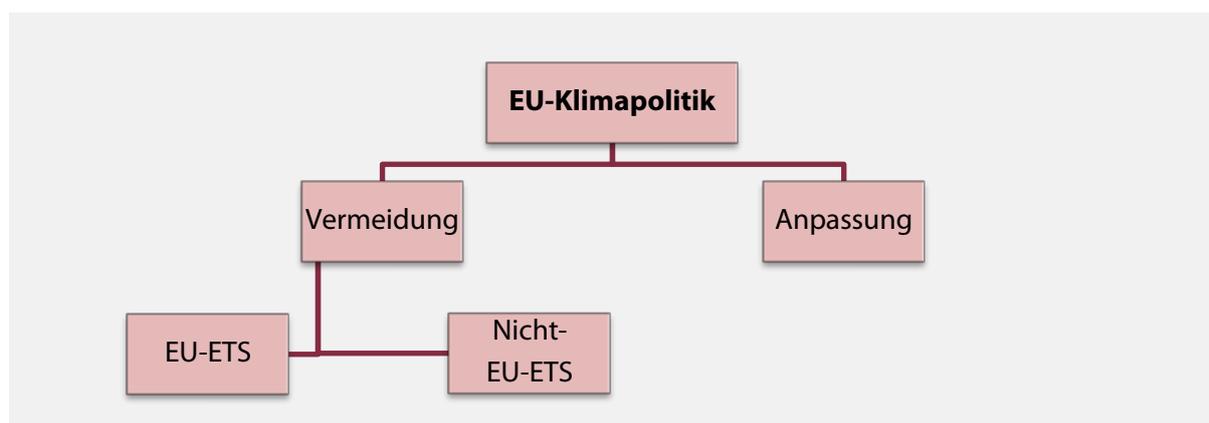


Abbildung 4: Struktur der EU-Klimapolitik

²⁸ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“).

²⁹ Die THG-Emissionen des internationalen Seeverkehrs, aufgrund von Landnutzung und Landnutzungsänderung sowie aus der Forstwirtschaft sind nicht erfasst.

2.2. Vermeidung von Treibhausgasemissionen innerhalb des EU-ETS

2.2.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS

EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS)

EU-Ziel:

- ▶ Schutz des Klimas durch Reduzierung von Treibhausgasemissionen
 - bis 2020 um 20 % insgesamt (Bezugsjahr 1990)
 - bis 2030
 - um 40 % insgesamt (Bezugsjahr 1990),
 - um 43 % in ETS-Sektoren (Bezugsjahr 2005)

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 191 f. AEUV

EU-Regulierungsrahmen:

- ▶ EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS): ETS-Richtlinie 2003/87/EG
- ▶ Einbeziehung des Luftverkehrs: Verordnung Nr. 421/2014/EU
- ▶ Ablauf der Zertifikateversteigerung: Verordnung Nr. 1031/2010/EU

2.2.1.1. Rechtliche Grundlage

Das 2005 durch die ETS-Richtlinie 2003/87/EG in der EU eingeführte **System zum Handel mit Zertifikaten über Rechte zur Emission von Treibhausgasen (European Emissions Trading System, EU-ETS)** bildet das Kernstück der europäischen Klimapolitik. Das EU-ETS wurde in den letzten Jahren wiederholt an aktuelle Entwicklungen angepasst. Insbesondere wurde sein Anwendungsbereich erweitert und Verfahrensregeln überarbeitet (s. Abb. 5).

Änderungen der ETS-Richtlinie 2003/87/EG

- ▶ Richtlinie 2004/101/EG: Verknüpfung des EU-ETS mit den projektbezogenen Mechanismen JI und CDM des Kyoto-Protokolls zur UNFCCC
- ▶ Richtlinie 2008/101/EG: Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS
- ▶ Richtlinie 2009/29/EG: Überarbeitung insbesondere von Verfahrensregeln
- ▶ Beschluss Nr. 1359/2013/EU: „Backloading“ von Emissionszertifikaten
- ▶ Verordnung (EU) Nr. 421/2014: Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS

Abbildung 5: Entwicklung des EU-ETS

2.2.1.2. Erfasste Sektoren und Treibhausgase

Im Rahmen des EU-ETS ist der Ausstoß von Treibhausgasen durch bestimmte **emissionsintensive Anlagen** genehmigungspflichtig (Art. 4 i.V.m. Anhang I ETS-Richtlinie 2003/87/EG). Hierzu zählen Anlagen der Strom- und Wärmeversorgung, der Metallerzeugung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie, der Zellstoff- und Papierherstellung und der chemischen Industrie sowie Anlagen zur Abscheidung und unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage, CCS) (Anhang I; s. Abb. 6). Die Mitgliedstaaten können ausnahmsweise kleine Anlagen mit jährlichen Emissionen unter 25.000 Tonnen CO₂-Äquivalent und einer Feuerungswärmeleistung unter 35 Megawatt vom EU-ETS ausnehmen. Dafür müssen aber Maßnahmen ergriffen werden, die einen „gleichwertigen Beitrag“ zur Emissionsminderung leisten (Art. 27). Der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂), Distickstoffoxid (N₂O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW) ist genehmigungspflichtig (Art. 2, Anhänge I und II). Grundsätzlich ist es möglich, in das EU-ETS zukünftig auch die weiteren von Annex A des Kyoto-Protokolls von 1997 zur UNFCCC geregelten Treibhausgase – Methan (CH₄), Flourkohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) – einzubeziehen (Art. 30 Abs. 1, Anhang II). Seit 2012 ist formal auch der **Luftverkehr** mit allen Flügen in das EU-ETS einbezogen, die auf Flughäfen in einem EU-Mitgliedstaat starten oder landen (Art. 3a–3g, Anhang I; s. Kapitel 2.2.1.5.). Abgesehen von den bisher erfassten Sektoren, ist es den Mitgliedstaaten seit 2008 gestattet, weitere Sektoren in das EU-ETS einzubeziehen, sofern dies von der Kommission gebilligt wird (Art. 24 Abs. 1).

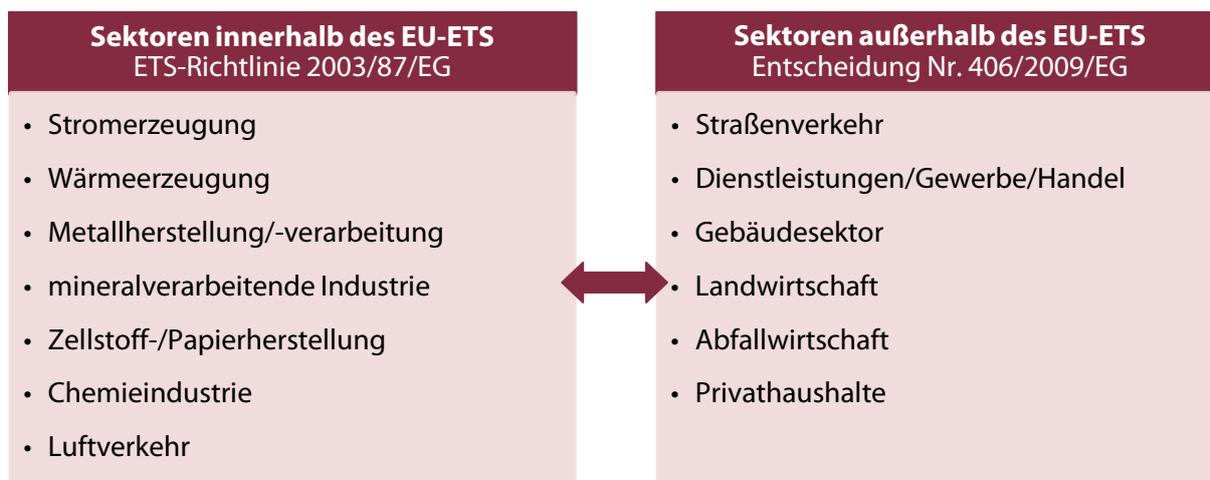


Abbildung 6: Sektoren innerhalb und außerhalb des EU-ETS

2.2.1.3. Funktionsweise des EU-ETS

Im Rahmen des EU-ETS darf eine Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen nur erteilt werden, wenn der Betreiber einer ETS-pflichtigen Anlage oder eines Luftfahrzeugs für die von ihm geplanten THG-Emissionen über eine entsprechende Anzahl an **Zertifikaten** verfügt (Art. 4–6). Ein Zertifikat gibt dem Inhaber das Recht zur Emission einer Tonne Kohlendioxid oder eines anderen Treibhausgases mit entsprechendem Erderwärmungspotential („CO₂-Äquivalent“, Art. 3 lit. a und j). Nachdem die Treibhausgase emittiert wurden, müssen die Zertifikate zurückgegeben und gelöscht werden (Art. 6 Abs. 2 lit. e i.V.m. Art. 12 Abs. 3). Die Mitgliedstaaten bestrafen die Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber, die nicht bis zum 30. April jeden Jahres eine ausreichende Anzahl von Zertifikaten zur Abdeckung ihrer Emissionen im Vorjahr abgeben, wegen Emissionsüberschreitung mit

einem Bußgeld von 100,00 € für jede unberechtigt emittierte Tonne an Treibhausgasen (Art. 16 Abs. 3).

Die Emissionszertifikate sind handelbar und können auf beliebige Personen innerhalb der EU übertragen werden (Art. 12 Abs. 1). Folglich kann ein Unternehmen, das seine THG-Emissionen kostengünstig vermindern kann, nicht benötigte Zertifikate am Markt gewinnbringend verkaufen. Für andere Unternehmen, die für ihren THG-Ausstoß weitere Emissionsrechte benötigen, ist der Kauf dieser Zertifikate ökonomisch attraktiv, wenn deren Preis niedriger ist als die Kosten für eigene Maßnahmen zur Emissionsreduzierung. Auf diese Weise wird im EU-ETS der Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase dort reduziert, wo die Vermeidung am kostengünstigsten realisiert werden kann. Dieser Mechanismus des Emissionshandelssystems funktioniert jedoch nur unter der Voraussetzung, dass die Gesamtmenge der verfügbaren Emissionsrechte begrenzt ist. Erst die hinreichende Knappheit der Zertifikate führt dazu, dass Unternehmen entweder durch eigene Maßnahmen Emissionen vermindern oder Emissionsrechte hinzukaufen („**cap & trade**“; s. Abb. 7). Durch die Festsetzung der Zertifikatemenge kann der Gesamtausstoß an Treibhausgasen genau begrenzt und eine schrittweise Emissionsreduzierung gesteuert werden. Im Idealfall lässt sich so die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre auf einem Niveau stabilisieren, das schädliche Beeinträchtigungen des Klimasystems vermeidet.

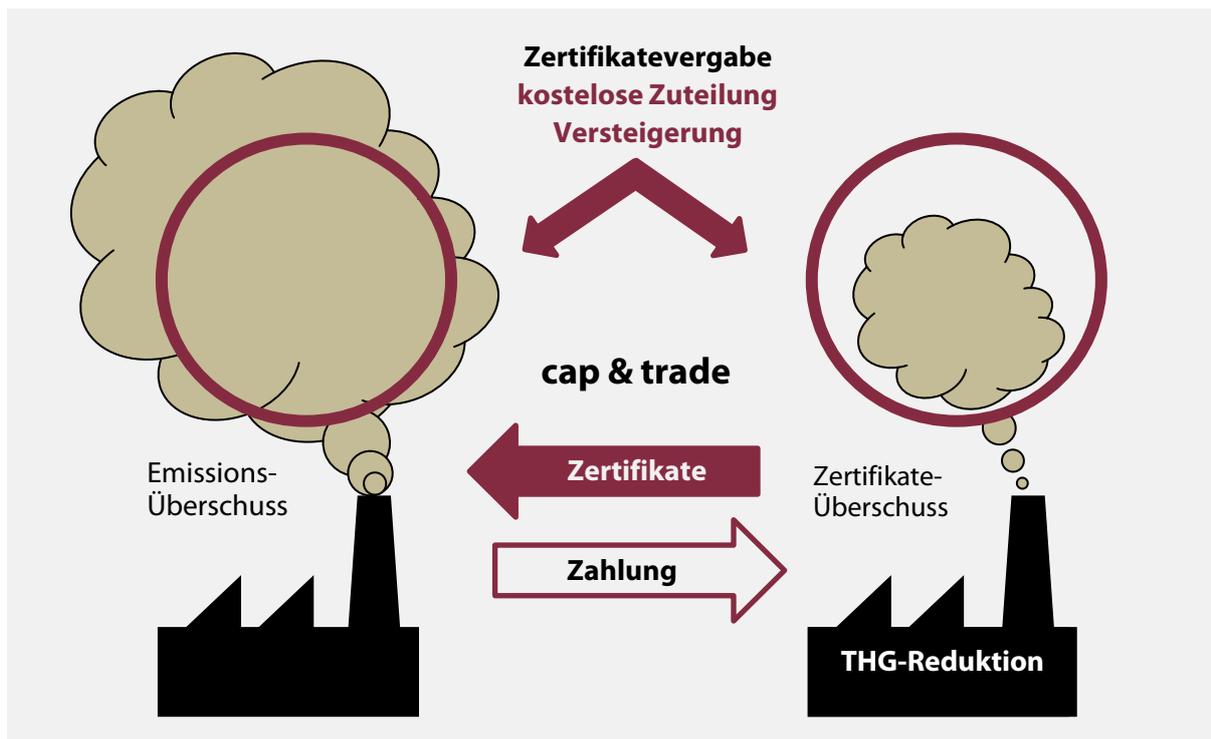


Abbildung 7: Funktionsweise des EU-ETS

Bis 2012 setzte jeder Mitgliedstaat eine jährliche nationale Obergrenze für die Gesamtmenge zulässiger THG-Emissionen und damit auch für die verfügbaren Zertifikate fest. Seit 2013 ist eine jährliche **EU-weite Gesamtmenge zulässiger THG-Emissionen (EU-Cap)** festgelegt. Für dieses Emissionsbudget standen 2013 EU-weit ca. 2 Mrd. Zertifikate zu je einer Tonne CO₂-Äquivalent zur Verfügung. Bis 2020 sollen die dem Zertifikatehandel unterliegenden Emissionen in der EU gegenüber 2005 um 21 % vermindert werden. Um dieses Minderungsziel zu erreichen, wird seit 2010 die Gesamtmenge der Zertifikate entlang eines **Minderungspfades** jährlich linear um 1,74 % gesenkt

(„linearer Reduktionsfaktor“, Art. 9; s. Abb. 8). Für den Zeitraum 2020 bis 2030 hat der Europäische Rat im Oktober 2014 beschlossen, die ab 2021 jährlich zu vergebende Gesamtmenge an Zertifikaten entsprechend eines Minderungspfads um jährlich 2,2 % zu senken (s. Kapitel 4).³⁰

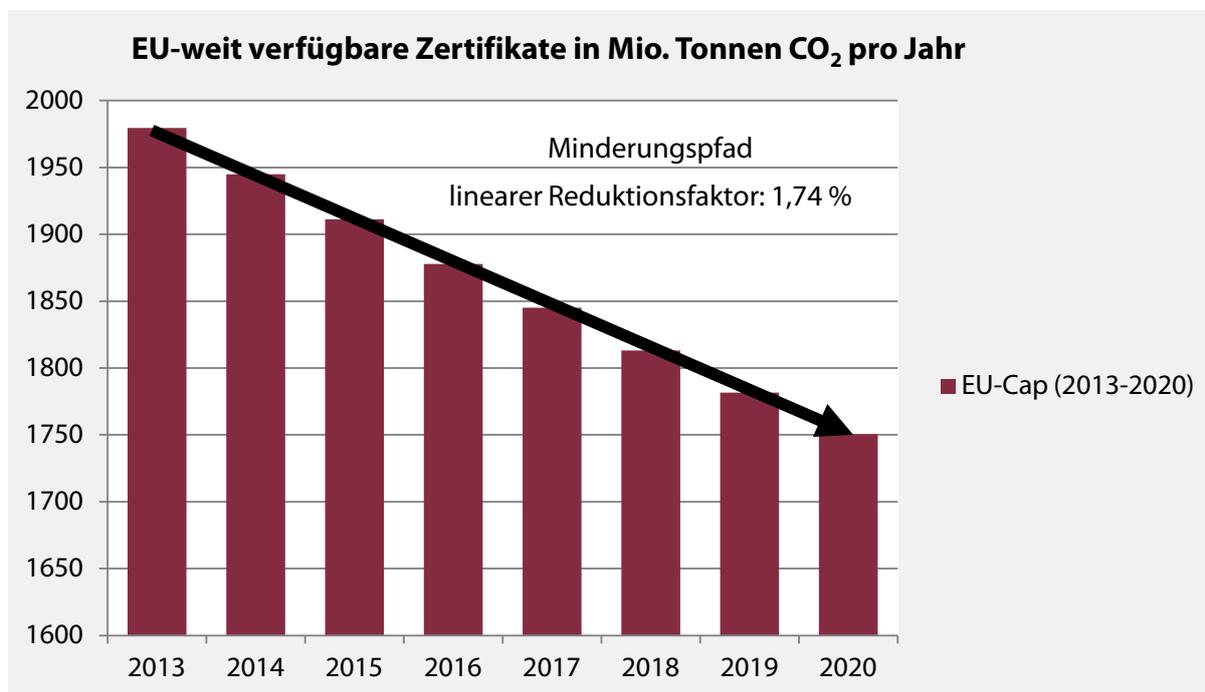


Abbildung 8: EU-weit verfügbare Zertifikate (EU-Cap 2013–2020)

Quelle: eigene Darstellung basierend auf Schafhausen, F. (2009), Das Brüsseler Klimapaket – wichtige Wegmarke für die internationalen Verhandlungen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3/09, S. 34 (36)

Seit 2013 besteht auf europäischer Ebene nicht nur mit dem EU-Cap eine EU-weite Obergrenze für die im EU-Emissionshandelssystem zulässige Gesamtmenge an THG-Emissionen, sondern auch eine einheitliche Regelung für die Zuteilung der entsprechenden Emissionszertifikate. Damit entfällt mit Beginn der dritten ETS-Handelsperiode (2013–2020) die Aufstellung von „Nationalen Allokationsplänen“ (NAP) durch die Mitgliedstaaten. Stattdessen wird das EU-Emissionsbudget auf die vom EU-ETS erfassten Wirtschaftssektoren entweder im Wege der kostenlosen Zuteilung oder durch Versteigerung aufgeteilt.

Die **kostenlose Zuteilung** von Zertifikaten erfolgt auf Basis EU-weit einheitlicher „Ex-ante-Benchmarks“ (Art. 10a Abs. 1). Ausgangspunkt bei der Festlegung der Benchmarks für die einzelnen Sektoren ist die Durchschnittsleistung der effizientesten 10 % der Anlagen eines Sektors in den Jahren 2007 und 2008 (Art. 10a Abs. 2). Damit soll sichergestellt werden, dass durch die Art der Zuteilung Anreize für die Reduzierung von THG-Emissionen und für den Einsatz energieeffizienter Techniken, Ersatzstoffe oder alternativer Herstellungsprozesse geschaffen werden. Die Benchmarks werden in jedem Sektor grundsätzlich für die Produkte und nicht für die Einsatzstoffe berechnet, um die THG-Emissionsreduktionen und Energieeinsparungen während sämtlicher Produktionsprozesse zu maximieren. Betreiber von Industrieanlagen bekamen im Jahr 2013 noch 80 % der Zertifikate kostenlos zugeteilt. Seitdem wird die kostenlose Zuteilung Jahr für Jahr in gleicher Höhe bis 2020 auf 30 % reduziert, sodass 2027 keine kostenlose Zuteilung mehr, sondern eine Vollauktionierung aller Zertifikate erfolgt (Art. 10a Abs. 11). Auch Anlagen für Fernwärme und

³⁰ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 2.3; vgl. auch Kommissionsmitteilung COM(2014) 15, S. 6.

hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erhalten zur Wärme- und Kälteerzeugung kostenlos Zertifikate zugeteilt. Seit 2014 wird die Gesamtzuteilung an solche Anlagen jährlich linear um 1,74 % reduziert (Art. 10a Abs. 4).

Anders als in den ersten beiden Perioden des EU-Emissionshandelssystems ist für Stromerzeuger in der dritten Handelsperiode von 2013 bis 2020 grundsätzlich keine kostenlose Zertifikatezuteilung, sondern eine **Versteigerung** vorgesehen (Art. 10a Abs. 1 und 3). Dies gilt sowohl für Bestands- und Neuanlagen als auch für die Stromerzeugung in Industrieanlagen und zur öffentlichen Versorgung. Ausnahmsweise können die Mitgliedstaaten den Stromerzeugungsanlagen, die am 31.12.2008 in Betrieb waren, übergangsweise kostenlose Zertifikate zuteilen, wenn das nationale Stromnetz 2007 nicht oder nur marginal an das von der Union für den Transport elektrischer Energie (UCTE) betriebene europäische Stromnetz angeschlossen war. Dasselbe gilt für Anlagen in Mitgliedstaaten mit relativ geringer Wirtschaftsleistung, die 2006 mehr als 30 % des Stroms aus einem einzigen fossilen Brennstoff erzeugten (Art. 10c Abs. 1). Dabei darf die Gesamtmenge aller kostenlos zugeteilten Zertifikate nicht 70 % der jährlichen Durchschnittsmenge der Emissionen dieser Stromerzeuger von 2005 bis 2007 für die dem nationalen Bruttoendverbrauch des betreffenden Mitgliedstaats entsprechende Menge übersteigen. Die Menge der übergangsweise kostenlos zugeteilten Zertifikate sinkt schrittweise und wird 2020 auf null reduziert (Art. 10c Abs. 2).

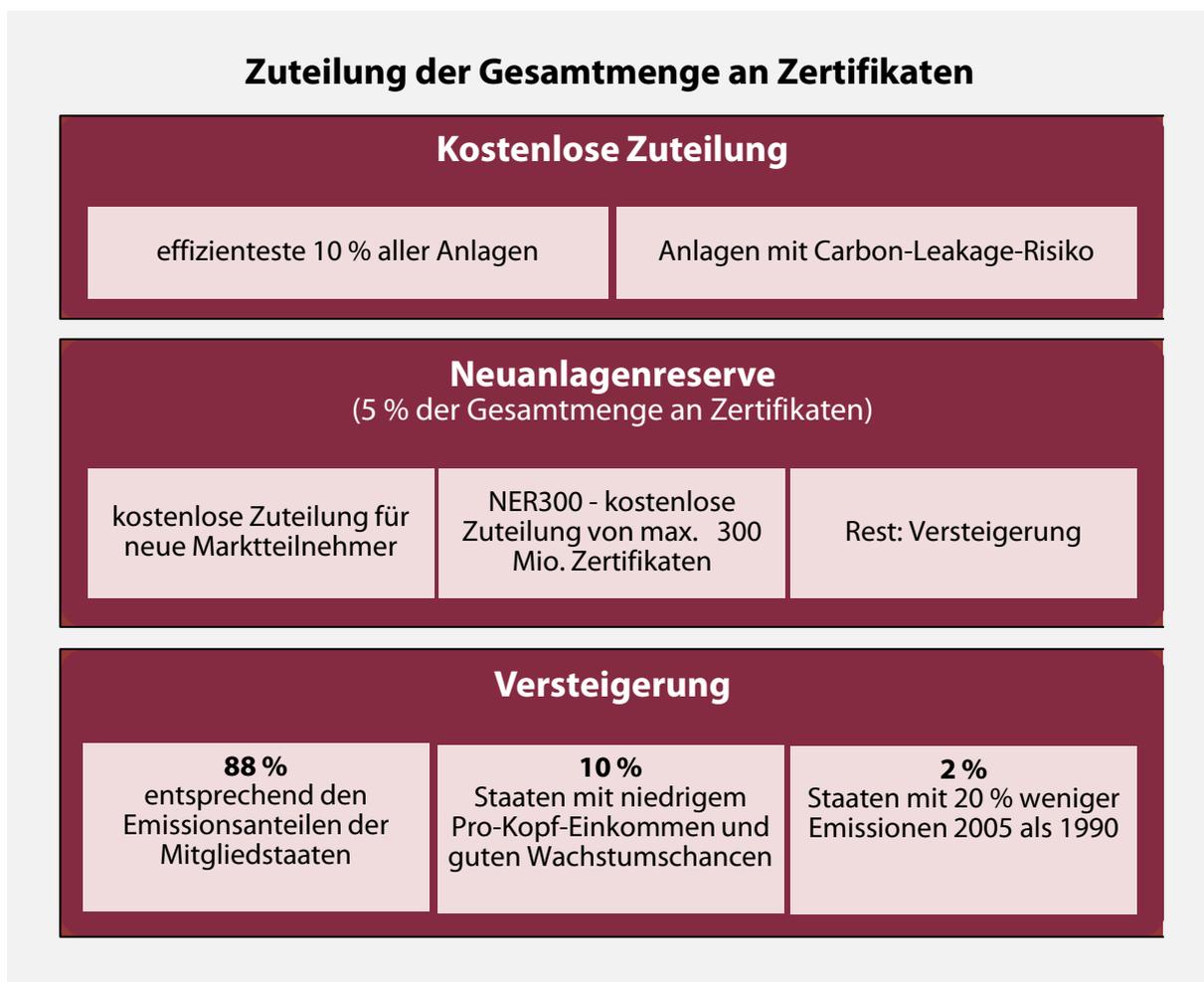


Abbildung 9: Zertifikatezuteilung

Anlagenbetreiber in Sektoren, bei denen ein „erhebliches Risiko“ besteht, dass die Kosten für Emissionszertifikate zur Verlagerung von Industrieanlagen und den entsprechenden THG-Emissionen in Staaten außerhalb der EU führen („**carbon leakage**“), bekommen seit 2013 bis zu 100 % der erforderlichen Zertifikate kostenlos zugeteilt (Art. 10a Abs. 12). Ein Wirtschaftszweig qualifiziert sich für diese kostenlosen Zuteilungen, wenn

- er durch die zusätzlichen Kosten des Emissionshandels einem erheblichen Anstieg der Produktionskosten um mindestens 5 % ausgesetzt wäre (Art. 10a Abs. 15 lit. a) und
- die „Intensität des Handels mit Drittstaaten“ – definiert als das Verhältnis des Gesamtwerts der Ausfuhren in Drittstaaten zuzüglich des Wertes der Einfuhren aus Drittstaaten zur Gesamtgröße des Gemeinschaftsmarktes (jährlicher Umsatz plus Gesamteinfuhren) – 10 % übersteigt (Art. 10a Abs. 15 lit. b).

Sollte eines der beiden Kriterien einen Anteil von mehr als 30 % übersteigen, so ist ebenfalls von einem „erheblichen Risiko“ für Emissionsverlagerungen auszugehen (Art. 10a Abs. 16). Die Mitgliedstaaten können für Branchen, die indirekt durch die Kosten des Emissionshandels aufgrund entsprechend höherer Strompreise belastet werden, einen finanziellen Ausgleich einführen, um „carbon leakage“ zu verhindern (Art. 10a Abs. 6). Für Anlagen, die während der laufenden Handelsperiode mit dem Emissionshandel beginnen („neue Marktteilnehmer“, Art. 3 lit. h) wird zur kostenlosen Zuteilung eine Neuanlagenreserve von maximal 5 % der Gesamtmenge von Zertifikaten des Zeitraums von 2013 bis 2020 bereitgehalten. Diejenigen Zertifikate, die von 2013 bis 2020 weder neuen Marktteilnehmern zugeteilt noch anderweitig genutzt werden, werden von den Mitgliedstaaten versteigert (Art. 10a Abs. 7). Diejenigen Sektoren und Teilsektoren, die diese Kriterien für eine kostenlose Zertifikatzuteilung erfüllen, werden in ein offizielles Verzeichnis aufgenommen („Carbon-Leakage-Liste“).³¹

Seit 2013 müssen die Mitgliedstaaten sämtliche Zertifikate versteigern, die nicht kostenfrei zugeteilt werden. Die Gesamtmenge der zu versteigernden Zertifikate wird auf die Mitgliedstaaten wie folgt aufgeteilt (Art. 10 Abs. 2, Anlagen IIa und IIb, Erwägungsgrund 17):

- 88 % entsprechend den jeweiligen Emissionsanteilen der Mitgliedstaaten im Jahr 2005,
- 10 % als zusätzliche Zuteilung für Mitgliedstaaten „mit niedrigem Pro-Kopf-Einkommen und guten Wachstumschancen“ und
- 2 % als zusätzliche Zuteilung für jene Mitgliedstaaten, deren THG-Emissionen 2005 mindestens 20 % unter ihren Verpflichtungen nach dem Kyoto-Protokoll des Bezugsjahres 1990 lagen.

Die Einnahmen aus der Versteigerung fließen den Mitgliedstaaten zu, die grundsätzlich über deren Verwendung bestimmen können. Obwohl eine Zweckbindung für Versteigerungserlöse nicht verbindlich vorgeschrieben ist, „sollen“ sie mindestens 50 % der Einnahmen in Klimaschutzmaßnahmen investieren (Art. 10 Abs. 3). Zudem sind bis zu 300 Mio. Zertifikate aus der Neuanlagenreserve für neue Marktteilnehmer bis Ende 2015 in die sog. **New Entrants' Facility (NER300-Fazilität)** einzustellen, um im EU-Gebiet den Bau und Betrieb von Demonstrationsanlagen sowohl für die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) als auch für Technologien für erneuerbare Energien zu fördern (Art. 10a Abs. 8).

2.2.1.4. Internationale Gutschriften für Emissionsreduktionen

Die ETS-Richtlinie 2003/87/EG regelt auch, wie die Gutschriften für Emissionsreduktionen, die außerhalb der EU erzielt werden, von den Betreibern im Rahmen des EU-ETS genutzt werden können.

³¹ Für die Jahre 2013 und 2014 vgl. die mehrfach geänderten Kommissionsbeschlüsse 2010/2/EU und 2011/278/EU.

Auf internationaler Ebene gibt das Kyoto-Protokoll den Industrieländern (sog. „Annex B-Länder“) einschließlich der EU-Mitgliedstaaten bestimmte Ziele zur Reduzierung ihrer THG-Emissionen vor. Dabei können die Industrieländer einen Teil ihrer Emissionsziele mit Hilfe der sog. „flexiblen Mechanismen“ erreichen. Zu diesen flexiblen Mechanismen gehören zum einen der Handel mit Emissionszertifikaten auf Staatenebene und zum anderen die Finanzierung von Klimaschutzprojekten (z.B. den Bau einer Windkraftanlage) in anderen Staaten. Abhängig von den beteiligten Staaten stehen hierfür folgende Mechanismen zu Verfügung:

- **Joint Implementation (JI)**

Wird ein Klimaschutzprojekt im Rahmen der JI nach Art. 6 des Kyoto-Protokolls in einem Industrieland durchgeführt, aber von einem anderen Industrieland finanziert, so werden die hierdurch eingesparten THG-Emissionen als „Emissionsreduktionseinheiten“ (Emission Reduction Units, ERU) dem finanzierenden Land gutgeschrieben. Umgekehrt wird dem Industrieland, in dem das Projekt durchgeführt wurde, eine entsprechende Menge an Emissionsrechten abgezogen.

- **Clean Development Mechanism (CDM)**

Entsprechend verhält es sich, wenn ein Industrieland ein Klimaschutzprojekt finanziert, das in einem Entwicklungs- oder Schwellenland im Rahmen des CDM gemäß Art. 12 des Kyoto-Protokolls realisiert wird. In diesem Fall werden dem Industrieland die Emissionsreduktionen als „zertifizierte Emissionsreduktionen“ (Certified Emission Reductions, CER) gutgeschrieben.

Die am EU-ETS teilnehmenden Unternehmen dürfen die für den Zeitraum von 2008 bis 2012 genehmigten, aber von ihnen nicht verwendeten CER und ERU aus Projekttypen, die im Zeitraum von 2008 bis 2012 im Rahmen des EU-ETS zulässig waren, auch nach 2012 noch nutzen (Art. 11a). Die Mitgliedstaaten müssen es den Unternehmen gestatten, CER und ERU, die für vor 2012 erfolgte Emissionsreduktionen vergeben wurden, gegen ab 2013 gültige Zertifikate einzutauschen.

Unternehmen, die am EU-ETS teilnehmen, können Klimaschutzprojekte in Nicht-EU-Staaten finanzieren und erhalten hierfür Emissionsgutschriften. Solche Gutschriften dürfen im Rahmen des EU-ETS wie Zertifikate verwendet werden (Art. 24a Abs. 1). Zudem können Mitgliedstaaten und Unternehmen auch Klimaschutzprojekte innerhalb der EU in Sektoren fördern, die nicht vom Emissionshandel abgedeckt sind, und hierfür Emissionsgutschriften bekommen (Art. 24a Abs. 2).

Für die Zeit nach 2020 hat die Kommission bereits Ende 2012 in ihrem Bericht zur Lage des CO₂-Marktes in der EU³² eine Beschränkung des Zugangs europäischer Emittenten zu internationalen Emissionsgutschriften ab 2021 in Erwägung gezogen. Zur Begründung führte sie an, dass sich die Höchstmenge internationaler Emissionsgutschriften „als recht großzügig erwiesen“ habe und „einer der Hauptfaktoren für die Anhäufung von Überschüssen“ im EU-ETS sei.³³ Aus diesem Grund hat im Oktober 2014 der Europäische Rat auf Basis eines Kommissionsvorschlags³⁴ beschlossen, dass von 2020 bis 2030 die Reduktion der „EU-internen Treibhausgasemissionen“ gegenüber 1990 um mindestens 40 % ausschließlich mit Minderungsmaßnahmen in der EU und nicht in Drittstaaten erreicht werden soll.³⁵ Dies schließt eine Anrechnung von Emissionsgutschriften aus JI- und CDM-Projekten zur Erreichung des 40 %-Reduktionsziels aus.

³² Kommissionsbericht COM(2012) 652 „Die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012“; hierzu cepAnalyse Nr. 03/2013.

³³ Ebenda, S. 10.

³⁴ Kommissionsmitteilung COM(2014) 15, S. 6 f.

³⁵ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 2.

2.2.1.5. Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS

2.2.1.5.1. Entwicklung

Die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS hat eine eigene Entwicklung genommen. Die Richtlinie 2008/101/EG zur Änderung der ETS-Richtlinie 2003/87/EG (ETS-Luftverkehr-Richtlinie) sieht vor, dass ab 2012 auch die THG-Emissionen des Luftverkehrs vom EU-ETS erfasst werden. Zertifikatepflichtig sind demnach grundsätzlich³⁶ die Emissionen aus der Gesamtstrecke aller Flüge sowohl zwischen zwei Flughäfen innerhalb der EU als auch zwischen einem EU-Flughafen und einem Flughafen in einem Drittland. Hiergegen regte sich jedoch massiver internationaler Widerstand. Mehrere US-amerikanische Fluggesellschaften klagten vor dem Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) gegen die ETS-Luftverkehr-Richtlinie 2008/101/EG, der diese jedoch für gültig erklärte.³⁷ Dennoch haben sich einige Staaten – insbesondere die USA, China und Indien – geweigert, die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS anzuerkennen, und ihren Fluggesellschaften die Teilnahme daran untersagt. Um den eskalierenden Konflikt zu entschärfen verabschiedeten das Europäische Parlament und der Rat im April 2013 den Beschluss Nr. 377/2013/EU über die vorübergehende Abweichung von der ETS-Richtlinie 2003/87/EG („**Stop-the-Clock“-Beschluss Nr. 377/2013/EU**). Dieser sieht vor, dass 2012 keine Sanktionen gegen Fluggesellschaften verhängt werden, die bei Flügen nach und von Drittländern gegen die ETS-Pflicht verstoßen (Art. 1 „Stop-the-Clock“-Beschluss Nr. 377/2013/EU). Faktisch bedeutete dies, dass das EU-ETS 2012 nur auf Flüge zwischen EU-Flughäfen Anwendung fand. Ab 2013 hätte dann die alte Regelung gegolten und somit wäre wieder die Gesamtstrecke zwischen einem EU-Flughafen und jedem anderen Flughafen ETS-pflichtig. Allerdings hat die Internationale Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization, ICAO) auf ihrer Generalversammlung im Oktober 2013 beschlossen, bis 2016 einen „globalen marktbasierenden Mechanismus“ zur Verringerung von CO₂-Emissionen zu konzipieren, der ab 2020 gelten soll (ICAO-Resolution A38-17/2). Um den Ergebnissen dieser ICAO-Generalversammlung Rechnung zu tragen und um erneuten Widerstand gegenüber der Regelung von 2012 möglichst zu verhindern oder zumindest gering zu halten, hat die EU in der Verordnung (EU) Nr. 421/2014/EU zur Änderung der ETS-Richtlinie 2003/87/EG geregelt, dass von 2013 bis 2016 Fluggesellschaften für Emissionen aufgrund von Flügen von und nach Drittländern keine Zertifikate benötigen. Damit sind bis 2016 – analog zum „Stop-the-Clock“-Beschluss Nr. 377/2013/EU – nur Emissionen aus Flügen zwischen zwei EU-Flughäfen zertifikatepflichtig. Entsprechend wird die Gesamtanzahl der Zertifikate für die Jahre 2013 bis 2016 proportional zur Verkürzung der ETS-pflichtigen Strecken von und nach Drittländern reduziert (Art. 28a Abs. 2 und 3 i.V.m. Anhang IIc ETS-Richtlinie 2003/87/EG). Die Europäische Kommission muss nun prüfen, in welchem Umfang Emissionen aus Flügen von und nach Drittländern ab 2017 erfasst werden sollen und – „soweit angemessen“ – entsprechende Vorschläge vorlegen (Art. 28a Abs. 8).

2.2.1.5.2. Verfahren

Um die Anzahl der Zertifikate festzulegen, die für den Luftverkehr zur Verfügung stehen, wird der Durchschnitt der Luftverkehrsemissionen von 2004 bis 2006 („historische Luftverkehrsemissionen“, Art. 3 lit. s ETS-Richtlinie 2003/87/EG) als Referenz herangezogen. Für 2012 entspricht die Gesamtzahl der Zertifikate für den Luftverkehr 97 % der historischen Emissionen, ab 2013 und für jede folgende Handelsperiode 95 % multipliziert mit der Anzahl der Jahre in der Handelsperiode (Art. 3c Abs. 1 und 2). Von diesen Zertifikaten werden 15 % durch die Mitgliedstaaten versteigert und 85 % kostenlos zugeteilt (Art. 3d Abs. 1 und 2, Art. 3f Abs. 8). Über die Verwendung der Versteigerungseinnahmen können die Mitgliedstaaten frei entscheiden (Art. 3d Abs. 4).

³⁶ Hiervon sind gemäß Anhang I ETS-Richtlinie 2003/87/EG z.B. Militär-, Zoll-, Polizei-, Such-, Rettungs-, Lösch- und Übungsflüge ausgenommen.

³⁷ Urteil Air Transport Association of America u.a., C-366/10, EU:C:2011:864.

Die Fluggesellschaften müssen bis zum 30. April jeden Jahres diejenige Anzahl an Zertifikaten abgeben, die den Emissionen aus Flügen des vorangegangenen Kalenderjahres entspricht (Art. 12 Abs. 2a). Grundsätzlich können auch die Zertifikate für den Luftverkehr innerhalb der EU frei gehandelt werden (Art. 12 Abs. 1). Allerdings stellt die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS ein sog. „halboffenes System“ dar. Demnach können Fluggesellschaften zur Deckung ihrer Emissionen zwar sowohl Zertifikate für den Luftverkehr als auch Zertifikate für ortsfeste Anlagen abgeben (Art. 12 Abs. 12a); Betreiber ortsfester Anlagen dürfen jedoch zur Deckung ihrer Emissionen *keine* Zertifikate für den Luftverkehr abgeben (Art. 12 Abs. 3). Abgegebene Zertifikate werden gelöscht (Art. 12 Abs. 2a).

Falls eine Fluggesellschaft keine ausreichende Anzahl an Zertifikaten vorweisen kann, muss sie für jede ausgestoßene Tonne CO₂ 100,00 € Strafe zahlen. Zudem müssen die Mitgliedstaaten den Namen der Fluggesellschaft veröffentlichen (Art. 16 Abs. 3). Sollte eine Fluggesellschaft dauerhaft gegen die Vorschrift verstoßen, kann die Kommission auf Antrag des „Verwaltungsmitgliedstaats“ gegen sie eine Betriebsuntersagung erlassen (Art. 16 Abs. 5). Dabei ist der „Verwaltungsmitgliedstaat“ einer Fluggesellschaft jener Mitgliedstaat, der ihr die Betriebsgenehmigung ausgestellt hat oder in dessen Territorium die Fluggesellschaft das meiste CO₂ emittiert hat, falls sie ihre Genehmigung von einem Drittstaat erhalten hat (Art. 3 lit. q i.V.m. Art. 18a Abs. 1).

2.2.1.6. Administrativer Ablauf der Zertifikateversteigerung

Die ETS-Richtlinie 2003/87/EG hat die Kommission dazu verpflichtet, den zeitlichen und administrativen Ablauf der Versteigerung in einer Verordnung derart zu regeln, dass ein offenes, transparentes, harmonisiertes und nichtdiskriminierendes Verfahren sichergestellt ist (Art. 10 Abs. 4 ETS-Richtlinie 2003/87/EG). Dieser Verpflichtung ist sie mit der Vergabe-Verordnung (EG) Nr. 1031/2010 nachgekommen. Die Vergabe-Verordnung (EG) Nr. 1031/2010 wird auf die Versteigerung der Zertifikate seit 2013 angewendet (Art. 2). Die Mitgliedstaaten müssen die Zertifikate in Form eines elektronischen Standardvertrags auf einer Auktionsplattform zum Kauf anbieten (Art. 4 Abs. 1). Die Auktionsplattformen führen die Zertifikateversteigerung durch und Bieter können ihre Gebote nur dort abgeben (Art. 27 Abs. 1). Dabei haben die Mitgliedstaaten die Wahl, entweder eine mitgliedstaatliche oder gemeinsam mit der Kommission eine EU-weite Auktionsplattform zur Versteigerung ihrer Zertifikate einzurichten (Art. 26, Art. 30). Alle Versteigerungen sämtlicher Auktionsplattformen werden von einer EU-weiten Auktionsaufsicht überwacht, die monatlich der Kommission berichtet (Art. 24 Abs. 1, Art. 25). Die Vergabe-Verordnung (EG) Nr. 1031/2010 wurde zwar in den vergangenen Jahren durch Änderungsrechtsakte³⁸ aktualisiert, jedoch erst 2014 durch die Kommissionsverordnung (EU) Nr. 176/2014 zum sog. „Backloading“ einschneidend geändert.

2.2.1.7. Zurückhalten von Zertifikaten (Backloading)

Insbesondere die europäische Wirtschaftskrise in 2008 und die damit verbundene schlechte wirtschaftliche Entwicklung in den Folgejahren haben dazu geführt, dass die Nachfrage nach Emissionszertifikaten geringer war, als ursprünglich von der Politik erwartet.³⁹ Insgesamt standen im Zeitraum 2008–2011 Emissionszertifikate und internationale Emissionsgutschriften für ca. 8,7 Mrd. Tonnen CO₂ tatsächlichen Emissionen von ca. 7,8 Mrd. Tonnen CO₂ gegenüber. Dadurch hat sich 2012 ein „Überschuss“ von Emissionsberechtigungen in Höhe von 955 Mio. Tonnen CO₂ aufgebaut, der auch in der Zukunft von Unternehmen eingesetzt werden darf. Dieser Überschuss setzt sich zusammen aus überschüssigen Emissionszertifikaten für 406 Mio. Tonnen CO₂ und internationalen

³⁸ Kommissionsverordnung (EU) Nr. 1210/2011, Kommissionsverordnung (EU) Nr. 784/2012, Kommissionsverordnung (EU) Nr. 1042/2012, Kommissionsverordnung (EU) Nr. 1143/2013.

³⁹ Vgl. hierzu und im Folgenden Kommissionsbericht COM(2012) 652, S. 4 ff.

Emissionsgutschriften für 549 Mio. Tonnen CO₂. Der Nachfragerückgang hat naturgemäß auch zu einem Rückgang der Zertifikatepreise geführt. Aus Sicht der Kommission war dadurch das „ordnungsgemäße Funktionieren“ des Marktes für Emissionsrechte nicht mehr sichergestellt.⁴⁰ Dies hat die Brüsseler Politik dazu bewegt, durch Änderungen an der ETS-Richtlinie 2003/87/EG und der Vergabe-Verordnung (EG) Nr. 1031/2010 das sog. **Backloading** einzuführen.⁴¹ Das Backloading ändert den Zeitplan für Versteigerungen, indem im Zeitraum 2014–2016 900 Mio. Zertifikate aus dem Markt genommen und dafür in den Jahren 2019–2020 zusätzlich versteigert werden (Art. 10 i.V.m. Anhang IV ETS-Richtlinie 2003/87/EG). Diese zeitliche Verlagerung führt somit nicht zu einem dauerhaften Abbau des Überschusses.

2.2.1.8. Marktstabilitätsreserve

Nach Berechnungen der Europäischen Kommission beträgt 2014 der Überschuss an Emissionsberechtigungen knapp 2 Mrd.⁴² Trotz des beschlossenen Backloadings geht die Kommission von einem weiteren Anstieg des Überschusses aus. Ihrer Auffassung nach stellt der Überschuss ein Ungleichgewicht zwischen dem Angebot an und der Nachfrage nach Zertifikaten dar. Ursache dieses Ungleichgewichts sei das Missverhältnis aus fixem Zertifikateangebot und schwankender Zertifikatenachfrage. Laut Kommission müsse bei nachlassender Nachfrage auch das Angebot zurückgehen, was beim EU-ETS bekanntlich nicht der Fall ist. Hier ist die Zertifikatmenge fest vorgegeben.

Die Europäische Kommission sieht durch das von ihr wahrgenommene Ungleichgewicht eine ganz erhebliche Beeinträchtigung der Fähigkeit des EU-ETS, die THG-Reduktionsziele auf kosteneffiziente Weise zu verwirklichen. Sie befürchtet, dass langfristig die Klimaschutzkosten ansteigen werden, da es aufgrund der niedrigen Zertifikatepreise unzureichende Anreize geben könnte, in Technologien mit niedrigem CO₂-Ausstoß zu investieren („**Carbon lock-in**“-Effekt). Steigt dann in Zukunft der Zertifikatepreis oder werden zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen von der Politik eingeführt, kann der Erwerb von Zertifikaten bzw. die Einhaltung der neuen Klimaschutzregeln höhere Kosten verursachen, als bei frühzeitiger Investition in CO₂-arme Technologien. Diese Technologien würden dann plötzlich benötigt werden, um die in der Zukunft ambitionierteren Klimaschutzziele erfüllen zu können. Mit ihrem **Beschlussvorschlag COM(2014) 20** will die Kommission eine sog. **Marktstabilitätsreserve** einführen, um einerseits das Ungleichgewicht zwischen Zertifikateangebot und -nachfrage zu beheben und andererseits das optimale Gleichgewicht zwischen dem Zertifikatepreissignal und den notwendigen Investitionen in CO₂-arme Technologien sicherzustellen („intertemporale Effizienz“⁴³). Diese Ziele sollen erreicht werden, indem, je nach Marktlage, entweder Zertifikate dem Markt entzogen und in die Marktstabilitätsreserve eingestellt werden oder Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve freigegeben und dem Markt zugeführt werden. Dabei richtet sich die einzustellende bzw. freizugebene Menge nach dem Umfang des Überschusses an Zertifikaten im Vorjahr (**Vorjahresüberschuss**). Der Vorjahresüberschuss setzt sich zusammen aus der Summe aller von 2008 bis einschließlich des jeweiligen Vorjahres versteigerten Zertifikaten, den kostenlos vergebenen Zertifikaten und den eingesetzten internationalen Gutschriften für Emissionsreduktionen, abzüglich der Summe aus den von 2008 bis zum Vorjahr für tatsächlich freigesetzte Emissionen in Anspruch genommenen Zertifikaten, den auf Antrag eines

⁴⁰ Kommissionsvorschlag COM(2012) 416 für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zur Klarstellung der Bestimmungen über den zeitlichen Ablauf von Versteigerungen von Treibhausgasemissionszertifikaten, S. 2.

⁴¹ Beschluss Nr. 1359/2013/EU zur Änderung der ETS-Richtlinie 2003/87/EG und Kommissionsverordnung (EU) Nr. 176/2014 zur Änderung der Vergabe-Verordnung (EG) Nr. 1031/2010.

⁴² Kommissionsvorschlag COM(2014) 20 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, S. 2.

⁴³ Kommissionsdokument SWD(2014) 18 (Zusammenfassung der Folgenabschätzung), S. 3.

Zertifikateinhabers gelöschten Zertifikaten und den in der zu schaffenden Marktstabilitätsreserve befindlichen Zertifikaten [Art. 1 Abs. 2 Kommissionsvorschlag COM(2014) 20; s. Abb. 10].

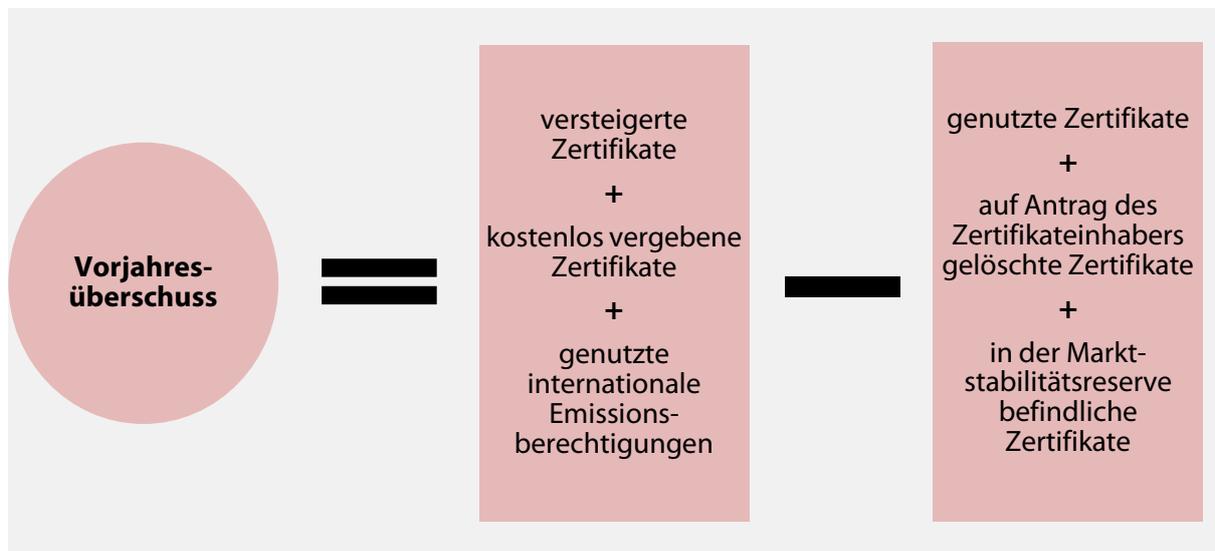


Abbildung 10: Vorjahresüberschuss zur Ermittlung einzustellender/freizugebender Zertifikate

Sofern das Europäische Parlament und der Rat dem Kommissionsvorschlag zustimmen, soll die Marktstabilitätsreserve ab 2021 eingesetzt werden (Art. 1 Abs. 1). Sie soll wie folgt funktionieren (Art. 1; s. Abb. 11): Beträgt der Vorjahresüberschuss mehr als 833 Mio. Zertifikate, werden im laufenden Jahr 12 % des Vorjahresüberschusses vom Markt genommen und in die Reserve eingestellt. Beträgt der Vorjahresüberschuss weniger als 833 Mio. aber mehr als 400 Mio. Zertifikate, so bleibt im laufenden Jahr die Anzahl der Zertifikate in der Marktstabilitätsreserve unverändert. Sollte er weniger als 400 Mio. Zertifikate betragen, werden im laufenden Jahr maximal 100 Mio. Zertifikate aus der Reserve freigegeben.

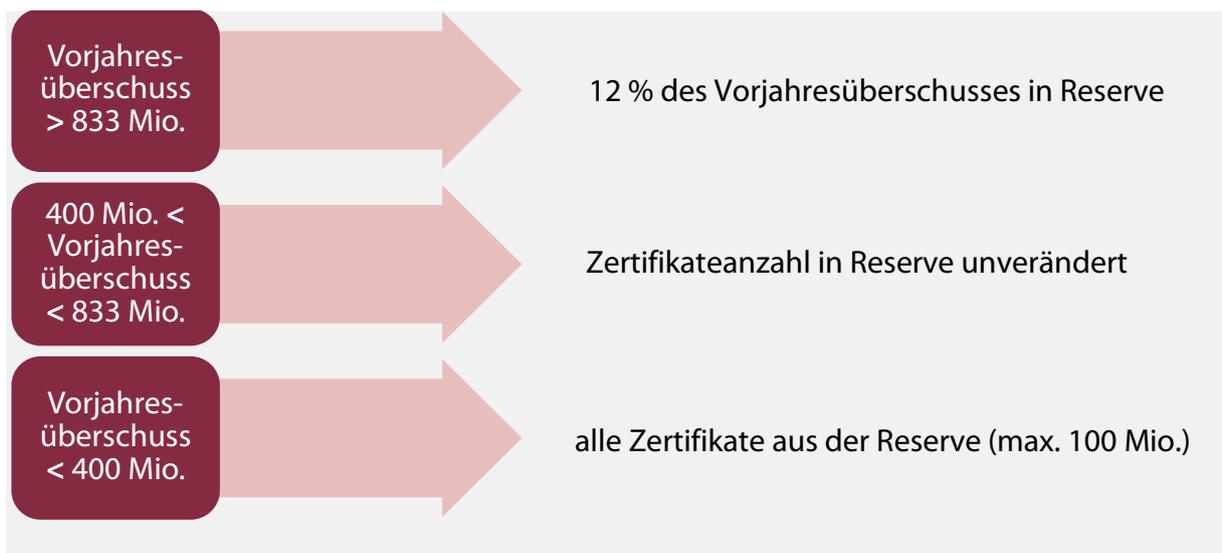


Abbildung 11: Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve

Unabhängig vom Vorjahresüberschuss sollen – sofern vorher welche eingestellt wurden – 100 Mio. Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve freigegeben werden können. Voraussetzung hierfür soll sein, dass [Art. 1 Abs. 5 COM(2014) 20 i.V.m. Art. 29a ETS-Richtlinie 2003/87/EG]

- der Zertifikatepreis in mehr als sechs aufeinander folgenden Monaten mehr als das Dreifache des Durchschnittspreises der Zertifikate in den beiden vorhergehenden Jahren beträgt,
- die Preisentwicklung nicht auf veränderte Marktgegebenheiten zurückzuführen ist und
- es den Mitgliedstaaten ermöglicht wurde, einen Teil der Zertifikatmenge früher als vorgesehen zu versteigern.

2.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Emissionshandelssystem EU-ETS

2.2.2.1. Klimaschutz

Beim Klimaschutz besteht das allgemeine ordnungspolitische Problem, dass Unternehmen und Verbraucher keine Anreize haben, ihre THG-Emissionen zu reduzieren und damit zu einem Schutz des Klimas beizutragen. THG-Emissionen sind ein klassischer Anwendungsfall sog. „negativer Externer Effekte“. Treibhausgasemissionen tragen zur Klimaveränderung bei, diese führt überall auf der Welt zu Kosten in Form der Anpassung an geänderte klimatische Bedingungen, Veränderung der Landschaft usw. Diese Kosten werden jedoch von Akteuren nicht hinreichend in ihrem Verhalten berücksichtigt. Daher werden zu viel Treibhausgase emittiert und somit Kosten erzeugt, denen kein hinreichend großer Nutzen mehr gegenübersteht. Durch diesen Umstand kann der Markt nicht allein über den Preis ein effizientes Ergebnis herbeiführen, weshalb grundsätzlich hoheitliche Markteingriffe berechtigt sein können.⁴⁴ Da es für den Klimaschutz keine Rolle spielt, wo bzw. in welchen Sektoren CO₂-Emissionen eingespart werden, sollte die CO₂-Reduktion dort erfolgen, wo es am günstigsten ist.

2.2.2.2. Emissionshandel

Zur Internalisierung der externen Kosten durch THG-Emissionen und zum Erreichen der Klimaschutzziele hat sich die EU mit dem EU-ETS für ein ökologisch treffsicheres und zugleich ökonomisch effizientes wirtschaftspolitisches Instrument entschieden.⁴⁵ Es gibt der Gesamtheit der verpflichteten Unternehmen ein Reduktionsziel vor und begrenzt damit deren Gesamtmenge an „erlaubten“ CO₂-Emissionen. Mehr als die vorgegebene Gesamtmenge kann nicht emittiert werden (ökologisch treffsicher). Das EU-ETS überlässt es diesen Unternehmen herauszufinden, in welchen der in das EU-ETS einbezogenen Sektoren Reduktionen zu geringsten Kosten möglich sind, indem es die Entscheidungsfreiheit der Unternehmen hinsichtlich der zu ergreifenden Reduktionsmaßnahmen nicht einschränkt (ökonomisch effizient). Sie können selber entscheiden, ob sie für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate einsetzen oder durch Reduktionsmaßnahmen wie Produktionsrückgang oder Investitionen in CO₂-reduzierende Verfahren bzw. Technologien weniger CO₂ emittieren wollen. Unternehmen entscheiden sich für den Kauf von Zertifikaten, sofern dies für sie günstiger ist als selbst Reduktionsmaßnahmen durchzuführen. Sind hingegen eigene Reduktionsmaßnahmen günstiger als der Wert der sonst benötigten Zertifikate, können sie ihre übrig gebliebenen Zertifikate gewinnbringend am Markt an andere Unternehmen veräußern oder ggf. auf den Erwerb von Zertifikaten verzichten. Dadurch eignet sich der Emissionshandel, um herauszufinden, in welchen Sektoren CO₂-Reduktionen am günstigsten erreicht werden können. Dies gewährleistet, dass der Klimaschutz nicht unnötig teuer wird.

⁴⁴ Vgl. Ewers, H.-J.; Fritsch, M.; Wein, T. (2007): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 7. Auflage, S. 90 ff.

⁴⁵ Vgl. hierzu und im Folgenden Voßwinkel, J.; Nader, N.; Block, J. (2012): cepStudie Kraftstoffe der Zukunft, S. 18 ff.

Bei der Standortwahl spielen für Unternehmen neben Lohnkosten, Investitionssicherheit und vielen weiteren Faktoren auch Umwelt- und Klimaauflagen eine entscheidende Rolle. Daher besteht beim Klimaschutz das „carbon leakage“-Problem (s. Kapitel 2.2.1.3.). Die Folge einer Abwanderung von Unternehmen wäre, dass die weltweiten CO₂-Emissionen durch das EU-ETS in der Summe nicht reduziert, sondern unter Umständen sogar ansteigen würden. Dieser Fall kann zum einen eintreten, wenn Unternehmen in Länder abwandern, die weniger strenge Klimaauflagen haben als die EU vor der ETS-Einführung. Zum anderen führt eine sinkende Nachfrage nach fossilen Brennstoffen von Unternehmen in Staaten mit einer strengen Klimapolitik nicht zu globalen Einsparungen in entsprechender Höhe. Denn durch den Nachfragerückgang sinken tendenziell die Weltmarktpreise, was wiederum zu einer steigenden Nachfrage nach fossilen Brennstoffen in Staaten mit weniger strengen Klimaschutzauflagen führt. Auch auf diese Weise werden Emissionen verlagert.

Durch die in der ETS-Richtlinie 2003/87/EG vorgesehene kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an Unternehmen in „besonders abwanderungsgefährdeten“ Sektoren wird das Problem von carbon leakage abgeschwächt.⁴⁶ Da auch die kostenlosen Zertifikate handelbar sind, haben die Unternehmen Anreize, CO₂-Emissionen einzusparen, um dadurch ihre ihnen zugeteilten Zertifikate gewinnbringend weiterzuverkaufen. Allerdings besteht hierdurch die Gefahr, dass Unternehmen einen überhöhten Bedarf an kostenlosen Zertifikaten anmelden, um Gewinne aus dem Verkauf nicht benötigter kostenlos zugeteilter Zertifikate mitzunehmen („windfall profits“).⁴⁷ Dem wirkt die Regelung partiell entgegen, dass der Umfang der kostenlos zugeteilten Zertifikate Jahr für Jahr verringert wird. Das Problem bei den kostenlosen Zertifikaten ist die nicht immer mögliche eindeutige Identifikation der besonders abwanderungsgefährdeten Sektoren. Hierdurch und durch die politische Einflussnahme auf die Abgrenzung der Sektoren kann es zu einer Fehlzuweisung der kostenlosen Zertifikate und damit zu einer Verzerrung des Marktprozesses innerhalb des EU-ETS kommen. Dabei gilt, dass die Verzerrungen durch die Ungleichbehandlung von Unternehmen umso größer sind, je höher der Zertifikatspreis ist. Ein weiteres Problem ist, dass durch die Zuweisung kostenloser Zertifikate die Belastungen der Klimaschutzpolitik einseitig auf die Bereiche der europäischen Volkswirtschaft gelegt werden, die nicht aus der EU abwandern können. Dies kann in diesen Bereichen zu Wachstums- und Beschäftigungseinbußen führen.

Den Problemen der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten und damit auch des carbon leakage kann letztlich nur ein globaler Konsens hinsichtlich des Klimaschutzes entgegenwirken. Solange es diesen nicht gibt, sind einer effektiven und effizienten Klimaschutzpolitik der EU daher politische Grenzen gesetzt. Das Klima kann nur global effektiv geschützt werden.

2.2.2.3. Internationale Gutschriften für Emissionsreduktionen

Der Grundgedanke bei der Einführung von internationalen Gutschriften für Emissionsreduktionen im Rahmen des Kyoto-Protokolls war einerseits, dass es für den Klimaschutz unerheblich ist, wo THG-Emissionen eingespart werden, da sich die Maßnahmen des Klimaschutzes global auswirken.⁴⁸ Andererseits sollten mit den Gutschriften der Technologietransfer von Industriestaaten in Entwicklungs- und Schwellenländer gefördert werden. Durch die Kopplung an das EU-ETS haben sich die internationalen Gutschriften für Emissionsreduktionen als kostengünstige Möglichkeit für in der EU produzierende Unternehmen erwiesen, ihre Verpflichtungen zu erfüllen. Allerdings wurden vermehrt Zweifel geäußert, ob den zertifizierten Emissionseinsparungen durch Projekte in Drittstaaten auch tatsächliche Emissionsreduktionen gegenüberstehen. Eine Abkehr von dieser

⁴⁶ Die positiven Effekte des Emissionshandels sind unabhängig von der Art der Zuteilung der Zertifikate. Egal ob die Zertifikate versteigert oder kostenlos zugeteilt werden, das Ergebnis ist immer effizient.

⁴⁷ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 16 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten; hierzu cepAnalyse v. 02.04.2008.

⁴⁸ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 18/2014 zur Kommissionsmitteilung COM(2014) 15.

Kopplung, wie sie der Europäische Rat im Oktober 2014 beschlossen⁴⁹, kann zum einen die Kosten für den Klimaschutz erhöhen und zum anderen die Verhandlungen über ein neues internationales Klimaschutzabkommen erschweren, da die Entwicklungs- und Schwellenländer ihre bisherigen Zusagen an Unterstützungsleistungen aus Industriestaaten geknüpft haben. Dies belastet die Akzeptanz der Klimaschutzpolitik insgesamt. Gerade vor diesem Hintergrund und dem allgemeinen Ziel der EU, ein neues internationales Klimaschutzabkommen mit verpflichtenden Reduktionszielen abzuschließen, sollten Gutschriften für Emissionsreduktionen zumindest in einem bestimmten Umfang auch in Zukunft vorhanden sein.

2.2.2.4. Einbeziehung des Luftverkehrs

Da das EU-ETS ein treffsicheres und effizientes Instrument für den Klimaschutz ist, ist auch die Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS eine ordnungspolitisch begrüßenswerte Maßnahme. Sie steigert die Wirksamkeit des EU-ETS, da das Spektrum für die Entdeckung kostengünstiger Vermeidungspotenziale umso größer ist, je mehr Sektoren einer Volkswirtschaft in den Emissionshandel einbezogen werden.⁵⁰

Die ursprüngliche Regelung zur Einbeziehung des Luftverkehrs in das EU-ETS⁵¹, die 2012 hätte in Kraft treten sollen, sah vor, dass die ausgestoßenen Emissionen aus der Gesamtstrecke aller Flüge zwischen einem EU-Flughafen und jedem anderen Flughafen zertifikatepflichtig sind. Die derzeitige Regelung⁵² schreibt die Zertifikatepflicht nur für Flüge zwischen EU-Flughäfen vor. Sie hat gegenüber der ursprünglichen Regelung den Nachteil, dass der positive Effekt auf den Klimaschutz wesentlich geringer ist. Der Grund hierfür ist offensichtlich: da weniger Flugstrecken betroffen sind, müssen auch weniger Zertifikate verwendet werden. Dadurch sinkt der Anreiz für Fluggesellschaften, klimafreundlichere Technologien zu entwickeln und einzusetzen. Außerdem verzerrt die derzeitige Regelung den Wettbewerb zu Lasten der Fluggesellschaften mit Drehkreuzen in der EU, da deren Zubringerflüge zum Drehkreuz zertifikatpflichtig sind, die Zubringerflüge von Fluggesellschaften mit Drehkreuzen außerhalb der EU jedoch nicht.

Die ursprüngliche Regelung konnte trotz ihrer Vorteile gegenüber der derzeitigen Regelung aufgrund des internationalen Widerstands dagegen politisch nicht aufrechterhalten werden. Eine mögliche Folge dieses Widerstands hätte etwa eine Verschlechterung der Handelsbeziehungen zu den sich widersetzenden Drittstaaten wie der USA oder China sein können. Dies hätte massive negative Auswirkungen für die europäische Volkswirtschaft gehabt, weshalb ein Entgegenkommen der EU auch aus ordnungspolitischer Sicht sinnvoll ist.

Das Bestreben der Kommission und der ICAO, sich auf einen globalen marktbasierten Mechanismus für die CO₂-Emissionen des Luftverkehrs zu einigen, ist sachgerecht, da das Klima nur global wirksam geschützt werden kann. Außerdem würde eine Lösung auf ICAO-Ebene internationale Wettbewerbsverzerrungen beseitigen. Dabei sollte sich die ICAO aus Effizienzgründen ebenfalls für ein Emissionshandelssystem entscheiden. Zudem sollte sie darauf achten, dass bei Einführung eines solchen Systems die Kompatibilität zu anderen Emissionshandelssystemen wie dem EU-ETS und damit eine offene Handelbarkeit der Zertifikate mit anderen Systemen gewährleistet ist. An-

⁴⁹ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 2; vgl. auch Kommissionsmitteilung COM(2014) 15, S. 6 f.; hierzu cepAnalyse Nr. 18/2014.

⁵⁰ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 04/2014 zum Kommissionsvorschlag COM(2013) 722 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft zur Umsetzung bis 2020 eines internationalen Übereinkommens über die Anwendung eines einheitlichen globalen marktbasierten Mechanismus auf Emissionen aus dem internationalen Luftverkehr.

⁵¹ ETS-Luftverkehr-Richtlinie 2008/101/EG.

⁵² Verordnung (EU) Nr. 421/2014.

sonsten würde die wichtigste Eigenschaft des Emissionshandels verlorengehen, nämlich herauszufinden, in welchen Sektoren die Emissionsreduktion zu geringsten Kosten möglich ist.

2.2.2.5. Backloading

Das Hauptargument der EU für das vorübergehende Zurückhalten von Zertifikaten (Backloading) ist, dass aufgrund der geringen Nachfrage das „ordnungsgemäße Funktionieren“ des Zertifikatemarktes nicht sichergestellt wäre.⁵³ Zwar ist der Zertifikatspreis in der Tat niedriger als erwartet. Doch trägt das Argument der Kommission nicht, dass durch den zu niedrigen Preis nur ein geringer Anreiz ausgehe, in klimafreundliche Technologien zu investieren.⁵⁴ Insbesondere trifft die Aussage nicht zu, dass das „ordnungsgemäße Funktionieren“ des Zertifikatemarktes nicht sichergestellt wäre. Ganz im Gegenteil: Auch bei niedrigsten Zertifikatspreisen sorgt das EU-ETS dafür, dass die Obergrenze der EU-weit zulässigen CO₂-Emissionen von den betroffenen Unternehmen eingehalten wird. Damit bleibt also die ökologische Wirksamkeit des EU-ETS vollständig erhalten. Im Gegensatz zur Annahme der Kommission ist der niedrige Preis keineswegs auf eine Fehlfunktion des Marktes zurückzuführen. Vielmehr geht er auf einfache ökonomische Zusammenhänge sowie auf die bestehende Energie- und Klimaschutzpolitik der EU und der Mitgliedstaaten zurück. Hier ist zum einen die Wirtschaftskrise zu nennen, die zu einem Rückgang der Zertifikatsnachfrage und damit auch des Zertifikatspreises geführt hat. Zum anderen sanken die THG-Emissionen infolge höherer politisch induzierter Energieeffizienz (s. Kapitel 3.4.) und durch den politisch forcierten Ausbau erneuerbarer Energien (s. Kapitel 3.5.). Durch diese Maßnahmen hat die Politik entschieden, auf welche Weise CO₂-Emissionen vermieden werden sollen und damit dem EU-ETS zu einem wesentlichen Teil seine Steuerungsfunktion abgenommen.

Unternehmen berücksichtigen in der Regel langfristige Entwicklungen bei ihrer Nachfrage nach Zertifikaten. Daher ist es fraglich, ob es durch das Backloading tatsächlich zu einer spürbaren Preissteigerung kommt, wenn die Unternehmen davon ausgehen, dass die seit 2014 zurückgehaltenen Zertifikate ab 2019 wieder zur Verfügung stehen werden. Ein dauerhafter preissteigernder Effekt würde nur dadurch sicher eintreten, dass die Zertifikate endgültig aus dem Markt genommen würden. Hierfür besteht derzeit allerdings keine Rechtsgrundlage.

2.2.2.6. Marktstabilitätsreserve

Die Feststellung der Kommission, dass im EU-ETS – anders als auf herkömmlichen Märkten – das Angebot fix ist und nicht auf Preisänderungen reagiert, ist zutreffend.⁵⁵ Entgegen ihrer Auffassung ist dies jedoch kein Problem – das Gegenteil ist der Fall. Das Angebot muss fix sein – es spiegelt die politisch festgelegte Menge an CO₂-Emissionen wieder – damit der Preis die Entscheidungen effizient leiten kann, sodass die CO₂-Emissionen, die über diese Menge hinausgehen, zu geringstmöglichen Kosten vermieden werden können.

Die Befürchtung der Kommission, dass zu geringe Investitionen in CO₂-sparende Technologien die Klimaschutzkosten langfristig erhöhen („carbon lock-in“-Problem), wäre nur dann berechtigt, wenn die Politik plötzlich und damit unerwartet erheblich strengere Klimaschutzmaßnahmen einführen würde. Dies hat sie jedoch selbst in der Hand. Da der Europäische Rat bereits strengere THG-Klimaziele für die Zeit bis 2030 – EU-interne THG-Reduktion um mindestens 40 % gegenüber 1990,

⁵³ Kommissionsvorschlag COM(2012) 416, S. 2.

⁵⁴ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 44/2012 zum Kommissionsvorschlag COM(2012) 416.

⁵⁵ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 21/2014 zum Kommissionsvorschlag COM(2014) 20.

linearer Reduktionsfaktor von jährlich 2,2 % – beschlossen hat, sind zumindest bis 2030 die voraussichtlichen Klimaschutzanforderungen in etwa absehbar.⁵⁶

Auch hier gilt wieder der Grundsatz, dass Unternehmen langfristig planen. Vor diesem Hintergrund ist kein Anstieg der Klimaschutzkosten als Folge zu geringer Investitionen in CO₂-sparende Technologien zu erwarten. Vielmehr ist es von Bedeutung, dass sich die betroffenen Unternehmen darauf verlassen können, dass es keine Eingriffe in das EU-ETS gibt und somit dessen Glaubwürdigkeit nicht in Zweifel gezogen wird.

Die Funktionsweise der Marktstabilitätsreserve beruht auf klaren Regeln, die genau vorgeben, wann Zertifikate in die Reserve eingestellt werden und wann welche herausgenommen werden. Aus ordnungspolitischer Sicht ist dies positiv zu bewerten, da kein diskretionärer Spielraum für die Politik eröffnet wird und daher die Planungssicherheit der Unternehmen allenfalls peripher beeinträchtigt wird.

Ähnlich wie das Backloading würde sich auch die Marktstabilitätsreserve, sofern der Kommissionsvorschlag COM(2014) 20 vom Europäischen Parlament und vom Rat angenommen wird, voraussichtlich nicht oder nur marginal auf den langfristigen Zertifikatepreis auswirken. Die Gründe hierfür sind folgende:

1. Es werden nur dann Zertifikate in die Reserve eingestellt, wenn der Vorjahresüberschuss mehr als 833 Mio. Zertifikate beträgt. Bis zu dieser Anzahl bleibt der Überschuss also unverändert.
2. Falls Zertifikate in die Reserve eingestellt werden, sind es nur 12 % des Vorjahresüberschusses, die eingestellt werden; es bleiben also immer noch ungenutzte Zertifikate bestehen.
3. Das Angebot verfügbarer Zertifikate wird frühzeitig – noch bei einem Vorjahresüberschuss von (knapp unter) 400 Mio. Zertifikaten – wieder erhöht. Dadurch wird der bestehende Überschuss also noch weiter vergrößert.
4. Durch die Reserve wird das Zertifikateangebot nicht dauerhaft verändert. Der in die Reserve überführte Anteil der Zertifikate ist vorübergehend nicht verfügbar. Langfristig ändert sich das Zertifikateangebot durch das Einstellen in die Reserve nicht – sofern nicht in späteren Jahren politisch entschieden wird, in der Reserve befindliche Zertifikate ganz aus dem Markt zu nehmen.

Damit bleibt zusammenfassend festzuhalten, dass die Marktstabilitätsreserve weder die grundsätzlichen Eigenschaften des EU-ETS noch die langfristig verfügbare Zertifikatemenge wesentlich ändert. Sie ist daher letztlich ein Instrument, das ein Problem, das es nicht gibt, nicht löst. Immerhin gehen von ihr auch keine wesentlichen negativen Wirkungen aus.

⁵⁶ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 2.

2.3. Vermeidung von Treibhausgasemissionen außerhalb des EU-ETS

2.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS

Nicht-ETS-Maßnahmen

EU-Ziel:

- ▶ Schutz des Klimas durch Reduzierung von Treibhausgasemissionen
 - bis 2020 um 20 % insgesamt (Bezugsjahr 1990)
 - bis 2030
 - um 40 % insgesamt (Bezugsjahr 1990),
 - um 30 % in Nicht-ETS-Sektoren (Bezugsjahr 2005)

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 191 f. AEUV

EU-Regulierungsrahmen:

- ▶ Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG
- ▶ CO₂-Zielvorgaben für Pkw: Verordnung (EG) Nr. 433/2009
- ▶ CO₂-Zielvorgaben für leichte Nutzfahrzeuge: Verordnung (EU) Nr. 510/2011
- ▶ Abmessungen und Gewichte von Lkw: Richtlinienvorschlag COM(2013) 195

2.3.1.1. Nationale Emissionsziele außerhalb des EU-ETS

Das EU-ETS, an dem die großen Industrieanlagen einschließlich der Stromerzeuger sowie der Luftverkehr teilnehmen müssen, erfasst weniger als die Hälfte des gesamten THG-Ausstoßes in der EU.⁵⁷ Für die Verminderung der verbleibenden Emissionen stellt die **Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG** einen einheitlichen Rahmen für Klimaschutzmaßnahmen zur Verfügung, durch die eine EU-weite Reduzierung der THG-Emissionen in den Sektoren außerhalb des EU-ETS (s. Kapitel 2.3.1.) von insgesamt 10 % gegenüber dem Niveau von 2005 verwirklicht werden soll. Das Kernelement der Entscheidung ist die Festsetzung der von den einzelnen EU-Mitgliedstaaten jeweils zu leistenden Beiträge („effort sharing“) in Form verbindlicher nationaler Emissionsziele. Der hierzu erforderliche Emissionsabbau wird teilweise durch Maßnahmen auf EU-Ebene – wie strengere CO₂-Grenzen für Kraftfahrzeuge (s. Kapitel 2.3.1.2.) – bewirkt. Im Übrigen sind die Mitgliedstaaten jedoch frei in ihrer Entscheidung, mit welchen Klimaschutzmaßnahmen sie den THG-Ausstoß in den nicht vom EU-ETS erfassten Bereichen verringern, um so ihre nationalen Emissionsziele zu erreichen. Zudem können die Mitgliedstaaten internationale Gutschriften für Emissionsreduktionen CER, die im Rahmen des Clean Development Mechanism erworben wurden, für fast ein Drittel ihrer Reduktionsanstrengungen nutzen.

Die Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG regelt die Emissionssenkung aller Sektoren, die nicht vom EU-ETS erfasst werden. Hierzu zählen insbesondere der Straßenverkehr, Privathaushalte,

⁵⁷ European Environment Agency (2014): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2012 and inventory report 2014, abrufbar unter <www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2014>.

der Gebäudesektor, die Landwirtschaft, die Abfallwirtschaft sowie alle Industrieanlagen, deren THG-Ausstoß unterhalb der Schwelle liegt, ab der sie am EU-ETS teilnehmen müssen (s. Kapitel 2.2.1.2., Abb. 6). Ebenso wie die ETS-Richtlinie 2003/87/EG gilt auch die Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG für alle Treibhausgase nach Annex A des Kyoto-Protokolls (jeweils ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten⁵⁸): Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) (Art. 2).

Die **Festsetzung nationaler Emissionsziele** erfolgt, indem den einzelnen Mitgliedstaaten feste Quoten zugewiesen werden, um die sie ihre Emissionen bis 2020 gegenüber den Emissionen des Basisjahrs 2005 entweder verringern müssen oder erhöhen dürfen (Art. 3 i.V.m. Anhang II Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG; s. Abb. 12). Die jeweils zu erfüllenden Quoten gelten seit 2013 und folgen einem linearen Pfad zur Erreichung des 10 %-Emissionsziels in 2020. Sie werden entsprechend ihres Bruttoinlandsprodukts (BIP) pro Kopf der Bevölkerung festgesetzt.

Die Mitgliedstaaten, die ein relativ hohes Pro-Kopf-BIP erwirtschaften, müssen ihre Emissionen bis zum Jahr 2020 um bis zu 20 % gegenüber dem Jahr 2005 reduzieren. Im Gegensatz dazu dürfen Mitgliedstaaten mit einem relativ niedrigen Pro-Kopf-BIP unterhalb des EU-Durchschnitts ihre Emissionen bis 2020 um maximal 20 % erhöhen, da bei ihnen zukünftig mit einem hohen BIP-Wachstum gerechnet wird. So müssen bis 2020 beispielsweise Dänemark und Luxemburg ihren THG-Ausstoß jeweils um 20 % im Vergleich zu 2005 verringern, während Rumänien bis zu 19 % und Bulgarien sogar maximal 20 % mehr Treibhausgase emittieren dürfen. Deutschland ist in diesem Zeitraum zu einer Emissionsreduktion von 14 % verpflichtet. Die nationalen Emissionsobergrenzen werden in Zukunft angepasst, wenn beispielsweise weitere Wirtschaftssektoren in den Emissionshandel einbezogen werden (Art. 10). Die zur Emissionssenkung verpflichteten Mitgliedstaaten müssen zwischen 2013 bis 2020 ihren THG-Ausstoß jedes Jahr linear reduzieren, um das Emissionsziel bis 2020 zu erreichen (Art. 3 Abs. 2).

⁵⁸ Entscheidung Nr. 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls.

Nationale Emissionsziele für Sektoren außerhalb des EU-ETS 2020 (Bezugsjahr 2005)	
Belgien	-15 %
Bulgarien	+20 %
Dänemark	-20 %
Deutschland	-14 %
Estland	+11 %
Finnland	-16 %
Frankreich	-14 %
Griechenland	-4 %
Irland	-20 %
Italien	-13 %
Kroatien	+11 %
Lettland	+17 %
Litauen	+15 %
Luxemburg	-20 %
Malta	+5 %
Niederlande	-16 %
Österreich	-16 %
Polen	+14 %
Portugal	+1 %
Rumänien	19 %
Schweden	-17 %
Slowakei	+13 %
Slowenien	+4 %
Spanien	-10 %
Tschechische Republik	+9 %
Ungarn	+10 %
Vereinigtes Königreich	-16 %
Zypern	-5 %
EU-28	-10 %

Abbildung 12: Nationale Emissionsziele für Sektoren außerhalb des EU-ETS

Quelle: Anhang II Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG

Die Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG räumt den Mitgliedstaaten Spielräume ein, damit sie auf flexible Weise ihre nationalen Emissionsziele erreichen können. So kann ein Mitgliedstaat von 2013 bis 2019 vom nachfolgenden Jahr eine Menge von bis zu 5 % seines jährlich maximal zur Verfügung stehenden Emissionskontingents („Emissionszuweisung“) vorweg in Anspruch nehmen („**borrowing**“). Sollte ein Mitgliedstaat seine jährliche Vorgabe übererfüllen, indem sein THG-Ausstoß niedriger als seine jährliche Emissionszuweisung ist, kann er sich die zusätzlich erreichte Reduktion auf das Folgejahr anrechnen lassen („**banking**“; Art. 3 Abs. 3). Zudem kann ein Mitgliedstaat bis zu 5 % seiner Emissionszuweisung für ein bestimmtes Jahr an einen anderen Mitgliedstaat übertragen. Übertragbar ist auch der Teil der jährlichen Emissionszuweisung eines Mitgliedstaates, der seine THG-Emissionsmengen des betreffenden Jahres übersteigt. Der Empfängermitgliedstaat kann diese Mengen zur Erfüllung seiner Verpflichtung im selben Jahr oder jedem folgenden Jahr bis 2020 verwenden. Allerdings darf ein Mitgliedstaat keinen Teil seiner jährlichen Emissionszuweisung übertragen, wenn er zum Zeitpunkt der Übertragung nicht seine Emissionsvorgabe erfüllt (Art. 3 Abs. 4 und 5).

Zudem können die Mitgliedstaaten auch internationale Gutschriften aus JI- oder CDM-Projekten in Drittstaaten erwerben und diese Emissionseinsparung auf die ihnen vorgegebene Emissionsreduzierung anrechnen lassen (Art. 5 Abs. 1). Solche Gutschriften müssen sich auf Projekte beziehen, die von 2008 bis 2012 durchgeführt und von allen Mitgliedstaaten anerkannt wurden. Zudem dürfen sie nur bis zu einer Emissionsmenge verwendet werden, die 3 % der THG-Emissionen eines Mitgliedstaates im Jahr 2005 entspricht (Art. 5 Abs. 4). Zusätzlich dürfen die zwölf Mit-

gliedstaaten, die ihre THG-Emissionen bis 2020 um höchstens 5 % reduzieren müssen oder erhöhen können, jährlich weitere Gutschriften im Umfang von 1 % ihrer Emissionsmengen des Jahres 2005 aus Projekten in den am wenigsten entwickelten Ländern (Least Developed Countries, LDC) und den kleinen Inselstaaten unter den Entwicklungsländern (Small Island Developing States, SIDS) verwenden (Art. 5 Abs. 5 i.V.m. Anhang III). Für Projekte in den LDC gelten keine zeitlichen Einschränkungen. Sie werden so lange anerkannt, bis diese Entwicklungsländer ein Klimaschutzabkommen mit der EU geschlossen haben, längstens jedoch bis 2020 (Art. 5 Abs. 1).

2.3.1.2. Maßnahmen zur CO₂-Reduktion im Verkehrssektor

Der Verkehrsbereich ist mit seinen vier Verkehrsträgern Bahn, Luftfahrt, Straßenverkehr und Schifffahrt für rund ein Viertel der gesamten THG-Emissionen innerhalb der EU verantwortlich.⁵⁹ Hiervon kommt dem Straßenverkehr im Vergleich der verschiedenen Verkehrsträger mit fast 72 % der mit Abstand größte Anteil zu (s. Abb. 13).

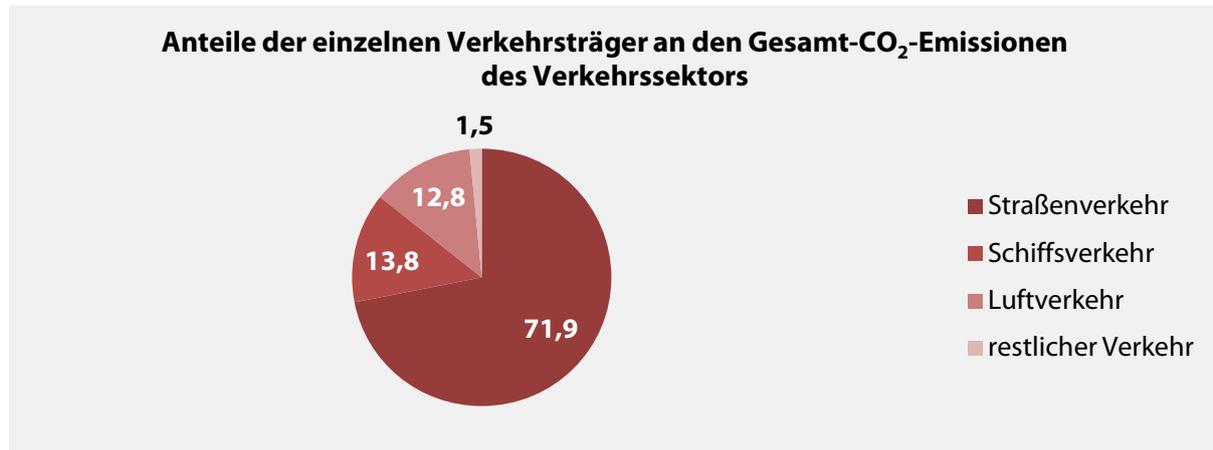


Abbildung 13: Anteile einzelner Verkehrsträger an Gesamt-CO₂-Emissionen des Verkehrssektors

Quelle: eigene Darstellung basierend auf European Environment Agency (EEA greenhouse gas – data viewer).

Die EU hat das Ziel ausgerufen, die CO₂-Emissionen aus dem Verkehrssektor bis 2050 um 60 % des Werts von 1990 zu senken.⁶⁰ Um dieses Ziel zu erreichen, hat sie in den letzten Jahren bereits Maßnahmen ergriffen. Während der elektrifizierte Schienenverkehr über die Energieversorgungsunternehmen und auch der Luftverkehr vom EU-ETS erfasst sind, liegen der Straßenverkehr und der Schiffsverkehr außerhalb des EU-ETS.

2.3.1.2.1. CO₂-Zielvorgaben für Pkw

Zu den bedeutendsten Maßnahmen für die CO₂-Reduktion im Verkehrssektor gehört zweifelsohne die Einführung von verbindlichen CO₂-Zielvorgaben für Fahrzeuge. Hierzu hatte die Europäische Kommission erstmals 2007 einen entsprechenden Vorschlag für eine Verordnung vorgelegt⁶¹ Die 2009 in Kraft getretene **Pkw-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 433/2009** gilt für sämtliche Personenkraftwagen (Pkw), die seit 2012 erstmals in der EU zugelassen wurden. Sie verpflichtet jeden Pkw-Hersteller dafür zu sorgen, dass die CO₂-Emissionen der von ihm hergestellten neuen Pkw eine für ihn spezifische CO₂-Zielvorgabe nicht überschreiten (Art. 4; s. Abb. 14). Diese CO₂-Zielvorgabe setzt sich zusammen aus einem Sockelbetrag von 130 Gramm CO₂ pro Kilometer und einem variablen Zusatzbetrag. Dabei kommt es nicht auf die CO₂-Emissionen eines einzelnen neuen Pkw an, sondern auf die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Flotte aller neuen Pkw, die ein Hersteller produziert („flottenbasierter Ansatz“, Art. 3 Abs. 1). Die Höhe des Zusatzbetrags, der den Sockelbetrag erhöht oder verringert, hängt vom Gewicht der hergestellten Pkw ab (Anhang I). Ist ein Pkw schwe-

⁵⁹ European Environment Agency (2007), zitiert nach: Treibhausgase – Verkehr in Argumentationsnot, abrufbar unter <http://www.logkompas.de/fileadmin/user_upload/pdf/blickpunkt/blickpunkt-3.pdf>.

⁶⁰ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 112, hierzu cepAnalyse v. 30.05.2011; Weißbuch KOM(2011) 144 „Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem“, hierzu cepAnalyse v. 09.05.2011.

⁶¹ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 856 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen; hierzu cepAnalyse v. 12.02.2008.

rer als die Bezugsmasse 1.372 kg, erhöht sich der Sockelbetrag um einen Zusatzbetrag von 0,0457 g CO₂ je Kilogramm Masse. Ist hingegen ein Pkw leichter als 1.372 kg, verringert sich der Sockelbetrag um einen Zusatzbetrag von 0,0457 g CO₂ je Kilogramm Masse (s. Abb. 15).

Beispielsberechnung einer herstellerepezifischen CO₂-Zielvorgabe

- Annahmen:
 - ein Hersteller baut die Pkw-Modelle A und B
 - Gewicht von Modell A ist 1.100 kg, Gewicht von Modell B ist 1.700 kg
 - insgesamt verkauft er 1.000.000 Pkw: Modell A 800.000 mal und Modell B 200.000 mal
- Berechnung seiner spezifischen CO₂-Zielvorgabe (Z):

$$Z = 130 \text{ g CO}_2/\text{km} + 0,0457 \cdot \left(\frac{800.000 \cdot 1.100 \text{ kg} + 200.000 \cdot 1.700 \text{ kg}}{1.000.000} - 1.372 \text{ kg} \right)$$

$$\approx 123 \text{ g CO}_2/\text{km}$$

Abbildung 14: Beispielsberechnung einer herstellerepezifischen CO₂-Zielvorgabe

Quelle: eigene Darstellung angelehnt an Puls, T. (2013): CO₂-Regulierung für Pkw – Fragen und Antworten zu den europäischen Grenzwerten für Fahrzeughersteller, Institut der deutschen Wirtschaft Köln, S. 13.

Für die seit 2012 geltenden CO₂-Zielvorgaben wurde den Herstellern bis 2015 ein Übergangszeitraum eingeräumt („phasing-in“). Für die Bestimmung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen eines Herstellers wurden 2012 nur 65 %, 2013 75 % und 2014 80 % der neu zugelassenen Pkw-Flotte herangezogen (Art. 4). Hierbei kann der Hersteller selbst auswählen, welche Fahrzeuge seiner Flotte er einbeziehen will. Erst ab 2015 wird die gesamte Flotte zur Bestimmung der CO₂-Zielvorgabe berücksichtigt.

2014 haben das Europäische Parlament und der Rat einen Vorschlag der Kommission⁶² zur Änderung der Pkw-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 443/2009 verabschiedet. Die im selben Jahr in Kraft getretene **Pkw-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 333/2014** beinhaltet Maßnahmen, die die ab 2020 geltende CO₂-Zielvorgabe für die Pkw-Flotte eines Herstellers „auf kostenwirksame Weise“ und „so wettbewerbsneutral wie möglich“ erreichen sollen [Erwägungsgrund 1 Pkw-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 333/2014]. Die wesentlichen Neuregelungen der Verordnung sind die Senkung des Sockelbetrags und des Zusatzbetrags (s. Abb. 15). Der Sockelbetrag beträgt ab 2020 – statt bisher 130 g CO₂ pro Kilometer – 95 g CO₂ pro Kilometer (Art. 1). Auch der Zusatzbetrag, der den Sockelbetrag erhöht oder verringert, ändert sich: Statt bisher 0,0457 g beträgt dieser dann nur noch 0,0333 g CO₂ je Kilogramm Masse (Anhang I).

⁶² Kommissionsvorschlag COM(2012) 393 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen; hierzu cepAnalyse Nr. 46/2012.

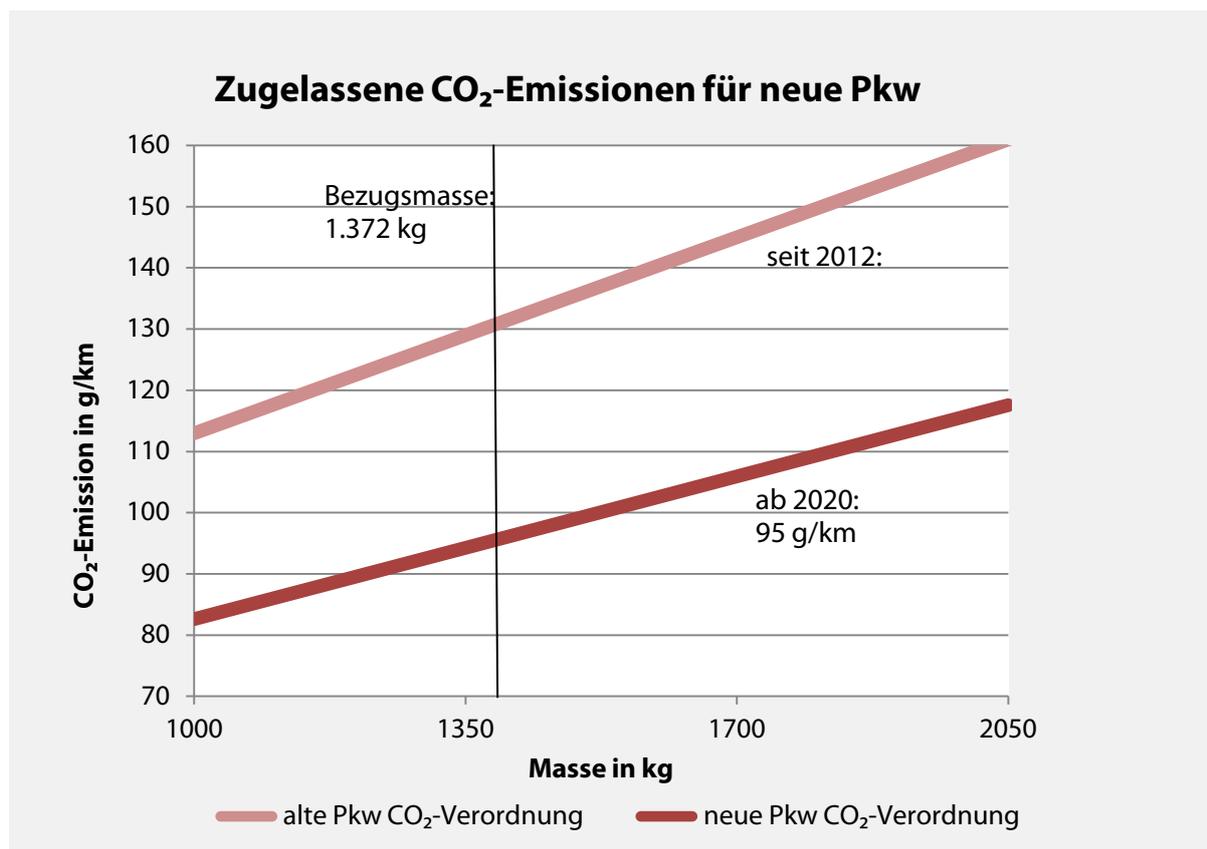


Abbildung 15: Zugelassene CO₂-Emissionen für neue Pkw seit 2012 und ab 2020

Wie bei der alten CO₂-Zielvorgabe ist auch für die neue CO₂-Zielvorgabe ein Phasing-in vorgesehen. Für die Bestimmung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen eines Herstellers werden 2020 nur 95 % seiner Flotte herangezogen und erst ab 2021 die gesamte Flotte (Art. 4). Außerdem sind Begünstigungen für Pkw mit besonders geringen CO₂-Emissionen vorgesehen, indem neue Pkw mit CO₂-Emissionen unter 50 g CO₂ je Kilometer bei der Berechnung der durchschnittlichen CO₂-Zielvorgabe eines Herstellers mehrfach gezählt werden. Solche Pkw werden 2020 als 2 Pkw, 2021 als 1,67 Pkw, 2022 als 1,33 Pkw und erst ab 2023 als ein Pkw gezählt (Art. 5a).

Zur Überwachung der Einhaltung der CO₂-Vorschriften müssen die Mitgliedstaaten jährlich Daten zu allen in ihrem Hoheitsgebiet zugelassenen neuen Pkw erfassen und diese an die Kommission übermitteln (Art. 8 Abs. 1 und 2 i.V.m. Anhang I). Diese Daten werden Pkw-Herstellern und -Importeuren zur Verfügung gestellt (Art. 8 Abs. 1) und von der Kommission in einem Zentralregister öffentlich zugänglich gemacht (Art. 8 Abs. 4). Falls ein Pkw-Hersteller die für ihn maßgebliche CO₂-Zielvorgabe überschreiten sollte, erhebt die Kommission von ihm ein Bußgeld (Art. 9 Abs. 1). Dabei wird das Bußgeld in Abhängigkeit davon berechnet, um wie viel Gramm CO₂ je Kilometer die durchschnittlichen CO₂-Emissionen die Zielvorgabe überschreiten („Überschreitungsmenge“, Art. 9 Abs. 2). Auch für die Bußgelder gibt es eine Art Einführungsphase, weshalb sie bis 2018 in jedem Falle geringer ausfallen als in der Zeit danach. Ab 2019 entspricht das Bußgeld dem Produkt aus der Überschreitungsmenge, dem Betrag von 95,00 € pro Gramm CO₂ je Kilometer und der Anzahl der in dem jeweiligen Jahr neu zugelassenen Pkw des Herstellers (Art. 9 Abs. 2).

2.3.1.2.2. CO₂-Zielvorgaben für leichte Nutzfahrzeuge

Wie für Pkw gibt es auch für leichte Nutzfahrzeuge (Nfz) CO₂-Zielvorgaben, die in der **Nfz-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 510/2011** geregelt sind. Leichte Nfz sind Kraftfahrzeuge zur Güterbeförde-

zung mit einem zulässigen Gesamtgewicht von bis zu 3,5 Tonnen (Anhang III Richtlinie 2007/46/EG⁶³). Die Regelung zu den CO₂-Vorgaben für Nfz ist vergleichbar mit denen für Pkw. Auch hier wurde ein flottenbasierter Ansatz gewählt, sodass jeder Nfz-Hersteller seit 2014 sicherstellen muss, dass die CO₂-Emissionen aller von ihm hergestellten Nfz im Durchschnitt die für ihn spezifische CO₂-Zielvorgabe nicht überschreiten [Art. 4 Nfz-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 510/2011]. Die Bezugsmasse für Nfz beträgt 1.706 kg, der Sockelbetrag 175 g CO₂ je Kilometer und der Zusatzbetrag 0,093 g CO₂ je Kilometer [Anhang I Nfz-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 510/2011; s. Abb. 16].

2014 haben das Europäische Parlament und der Rat einen Verordnungsvorschlag der Kommission⁶⁴ zur Änderung der Nfz-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 510/2011 verabschiedet. Die noch im selben Jahr in Kraft getretene **Nfz-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 253/2014** schreibt einen Sockelbetrag von 147 g CO₂ je Kilometer vor (Art. 1). Im Gegensatz zur Änderung der Pkw-CO₂-Verordnung wird jedoch der Zusatzbetrag nicht verringert, sondern auf 0,096 g CO₂ je Kilometer leicht erhöht (s. Abb. 16).

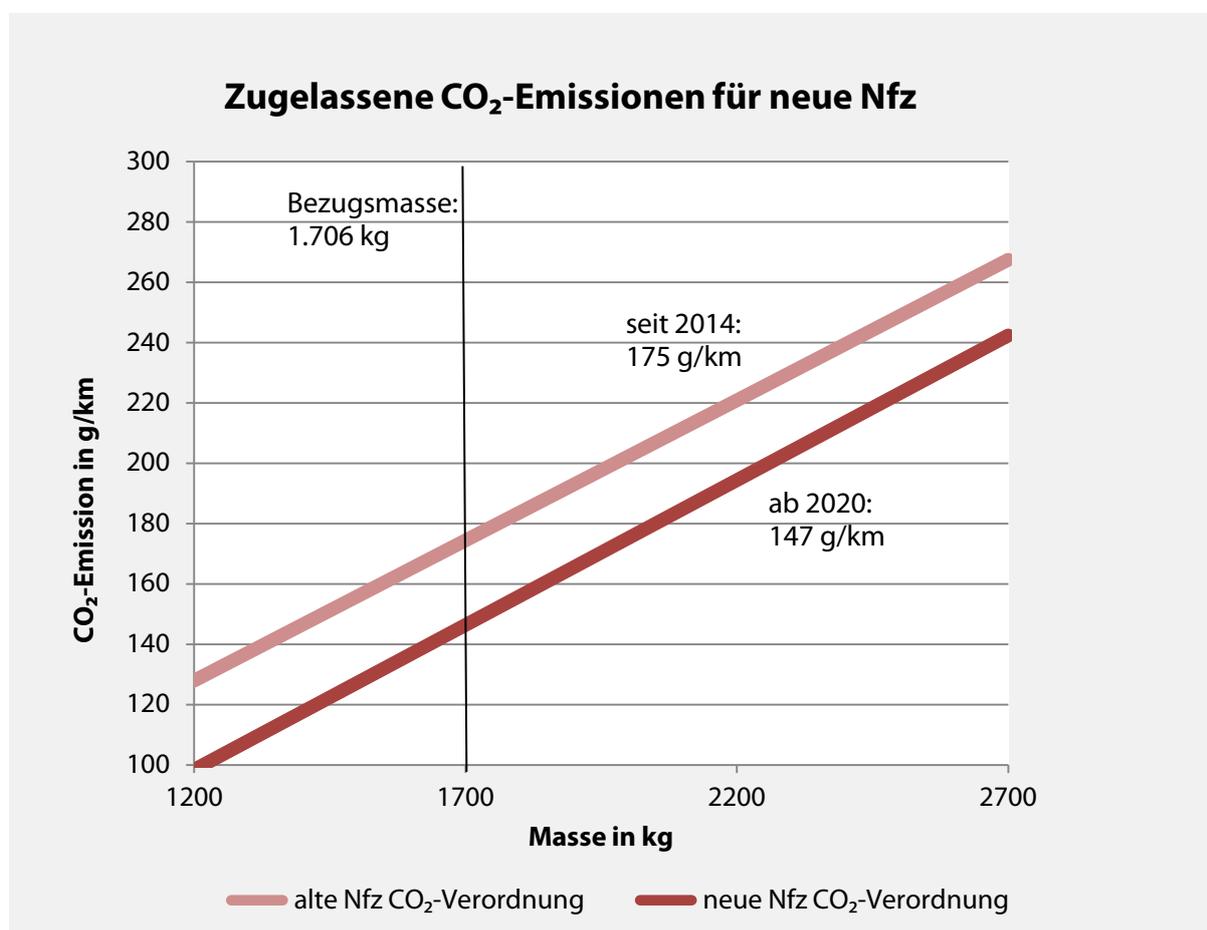


Abbildung 16: Zugelassene CO₂-Emissionen für neue Nfz seit 2014 und ab 2020

⁶³ Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung eines Rahmens für die Genehmigung von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern sowie von Systemen, Bauteilen und selbstständigen technischen Einheiten für diese Fahrzeuge.

⁶⁴ Kommissionsvorschlag COM(2012) 394 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 510/2011 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer leichter Nutzfahrzeuge.

Analog zu den Pkw sind auch für neue Nfz von 2014 bis 2016 ein Phasing-in sowie von 2014 bis 2017 Mehrfachzählungen für Nfz mit CO₂-Emissionen unter 50 g CO₂ je Kilometer vorgesehen. Für die Bestimmung der durchschnittlichen CO₂-Emissionen eines Herstellers wurden 2014 nur 70 %, 2015 75 % und 2016 80 % der neu zugelassenen Fahrzeugflotte herangezogen (Art. 4). Hierbei kann der Hersteller selbst auswählen, welche Fahrzeuge seiner Flotte er einbeziehen will. Erst ab 2017 wird die gesamte Flotte zur Bestimmung der CO₂-Zielvorgabe berücksichtigt. Neue leichte Nfz mit CO₂-Emissionen unter 50 g CO₂ je Kilometer werden 2014 und 2015 als 3,5 Nfz, 2016 als 2,5 Nfz, 2017 als 1,5 Nfz und erst ab 2018 als ein Nfz gezählt (Art. 5).

2.3.1.2.3. Maßnahmen zur CO₂-Reduktion von schweren Nutzfahrzeugen

Derzeit gibt es keine verbindlichen EU-Regelungen zu den CO₂-Emissionen von Nutzfahrzeugen mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 3,5 Tonnen. Jedoch gibt es Höchstwerte für Abmessungen und Gewichte von Bussen, Lastkraftwagen (Lkw) und ihren Anhängern. Diese sind in der Richtlinie 96/53/EG zur Festlegung der höchstzulässigen Abmessungen für bestimmte Straßenfahrzeuge im innerstaatlichen und grenzüberschreitenden Verkehr in der Gemeinschaft sowie zur Festlegung der höchstzulässigen Gewichte im grenzüberschreitenden Verkehr (**Lkw-Maße-Richtlinie 96/53/EG**) geregelt. 2013 legte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderung der Lkw-Maße-Richtlinie 96/53/EG vor.⁶⁵ Darin schlägt die Kommission Ausnahmen von den Abmessungshöchstwerten vor, damit aerodynamischere Führerhäuser verwendet werden und Luftleiteinrichtungen am Heck („Flaps“) angebracht werden können, ohne dass dadurch das Ladevermögen der Nfz verringert wird [Art. 8 und 9 Richtlinienvorschlag COM(2013) 195]. Allerdings darf dadurch das Ladevermögen nicht erhöht und die Straßenverkehrssicherheit nicht beeinträchtigt werden. Die Kommission geht davon aus, dass die neuen Ausnahmen von den Abmessungshöchstwerten den Kraftstoffverbrauch um ca. 5–10 % senken können. Dadurch würden freilich auch die THG-Emissionen sinken. Außerdem sollen die Gewichtshöchstwerte von Nfz mit Elektro- und Hybridantrieb erhöht werden, da diese Nfz schwerer sind als konventionelle und sich hierdurch ihr zulässiges Ladegewicht verringert. Damit das Ladegewicht durch diese Antriebstechnologien gerade nicht verringert wird, sollen alternativ angetriebene Nfz die Gewichtshöchstwerte um eine Tonne überschreiten dürfen [Art. 10a i.V.m. Anhang I Richtlinienvorschlag COM(2013) 195].

Im Mai 2014 stellte die Kommission ihre **Strategie zur Minderung des Kraftstoffverbrauchs und der CO₂-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge**⁶⁶ vor. Ihrer Ansicht nach ist es zunächst notwendig, ein Messverfahren für den Kraftstoffverbrauch und die CO₂-Emissionen von schweren Nfz zu entwickeln und einzuführen, um auf möglichst kostengünstige Weise die CO₂-Emissionen zu senken.⁶⁷ Hierfür arbeitet die Kommission bereits seit 2009 zusammen mit Vertretern der Industrie an einem Simulationsinstrument (Vehicle Energy Consumption Calculation Tool, VECTO) zur Messung der gesamten CO₂-Emissionen von schweren Nfz. Darin sind alle Emissionen berücksichtigt, die durch den Motor- und Antriebsstrang, durch die Aerodynamik und den Rollwiderstand freigesetzt werden. Einzelne Lkw-Modelle werden vom Käufer sehr unterschiedlich genutzt. Abhängig vom Aufbau kann ein Lkw-Modell beispielsweise mit Kran und Säge für den Forsteinsatz oder mit einem Kühlaufsatz für Lebensmittel ausgerüstet sein. Der Kraftstoffverbrauch und damit die freigesetzten CO₂-Emissionen können je nach Aufbau sehr unterschiedlich sein. Zwar gibt es auch für ein einzelnes Pkw-Modell unterschiedliche Sonderausstattungen, jedoch sind die Verbrauchsunterschiede hierbei um ein vielfaches geringer, als bei der Vielzahl der Umrüstungsmöglichkeiten für ein

⁶⁵ Vgl. hierzu und im Folgenden Kommissionsvorschlag COM(2013) 195 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 96/53/EG vom 25. Juli 1996 zur Festlegung der höchstzulässigen Abmessungen für bestimmte Straßenfahrzeuge im innerstaatlichen und grenzüberschreitenden Verkehr in der Gemeinschaft sowie zur Festlegung der höchstzulässigen Gewichte im grenzüberschreitenden Verkehr; hierzu cepAnalyse Nr. 32/2013.

⁶⁶ Vgl. hierzu und im Folgenden Kommissionsmitteilung COM(2014) 285.

⁶⁷ Ebenda, S. 3 und 5.

schweres Nfz. Aus diesem Grunde sind die Entwicklung und der Einsatz eines Simulationsinstruments sinnvoll. Die durch VECTO erhaltenen Daten sollen für jedes neu zugelassene schwere Nfz zur Verfügung gestellt werden. Bis Ende 2015 will die Kommission hierzu Legislativvorschläge vorlegen. Sie erhofft sich durch die verpflichtende Angabe dieser Daten eine höhere Markttransparenz. Diese soll Nachfrager eher dazu verleiten, kraftstoffsparende Nfz mit niedrigerem CO₂-Ausstoß zu kaufen. Die Kommission hält jedoch eine Kraftstoff- und CO₂-Ausstoßmessung allein für nicht ausreichend, um die Klimaziele der EU zu erreichen und hält weitere Maßnahmen für notwendig. Aus ihrer Sicht sind CO₂-Zielvorgaben für schwere Nfz die „offensichtlichste Lösung“, da es dasselbe Instrument wie bei Pkw und leichten Nfz und damit Teil einer kohärenten Politik wäre.⁶⁸ Jedoch schließt sie andere Maßnahmen wie z.B. marktbasierende Instrumente nicht aus.

2.3.1.2.4. Kraftstoffqualität und Biokraftstoffe

Die **Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG** enthält Regelungen zur Qualität von Kraftstoffen, insbesondere hinsichtlich ihrer Gesundheits- und Umweltaspekte. Sie verbietet den Mitgliedstaaten seit 2000, verbleiten Ottokraftstoff in Verkehr zu bringen. Außerdem müssen Ottokraftstoffe bestimmte umweltbezogene Spezifikationen erfüllen, z.B. hinsichtlich ihres Sauerstoff- und Ethanolgehalts (Art. 3 i.V.m. Anhang I Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG). Auch für Dieselmotoren gibt es umweltspezifische Spezifikationen wie die Vorgabe eines maximalen Schwefelgehalts (Art. 4 i.V.m. Anhang II Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG).

Darüber hinaus enthält die Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG Regelungen zu den sog. Lebenszyklus-THG-Emissionen von Kraftstoffen. Die Lebenszyklus-THG-Emissionen sind sämtliche Emissionen pro Energieeinheit des Kraftstoffes, die ihm in den Phasen Gewinnung, Transport, Vertrieb, Verarbeitung und Verbrennung zugeordnet werden können (Art. 2 Abs. 6 Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG). Dabei werden sämtliche Kraftstoffe einbezogen, also sowohl fossile als auch Biokraftstoffe. Die Kraftstoffanbieter sind verpflichtet, bis Ende 2020 10 % ihrer Lebenszyklus-THG-Emissionen pro Energieeinheit („Treibhausgasintensität“) von Kraftstoffen für Straßenkraftfahrzeuge, mobile Maschinen und Geräte sowie für land- und forstwirtschaftliche Zugmaschinen zu senken (Art. 7a Abs. 2 Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG). Sechs Prozentpunkte des 10%-Reduktionsziels müssen durch direkte Minderung der Lebenszyklus-THG-Emissionen gesenkt werden (Art. 7a Abs. 2 Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG). Eine direkte Minderung kann z.B. durch die Nutzung von Biokraftstoffen erreicht werden. Zusätzlich verpflichtet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG⁶⁹ die Mitgliedstaaten bis 2020 sicherzustellen, dass ihr Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bei allen Verkehrsträgern mindestens 10 % seines Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor entspricht (Art. 3 Abs. 4 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG). Aus Biomasse gewonnene Biokraftstoffe können fossile Kraftstoffe ersetzen und damit dazu beitragen, die beiden obengenannten Verpflichtungen der Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG zu erfüllen.

Wenn der Anbau von Pflanzen für die Biokraftstoffproduktion den Anbau von Pflanzen für die Nahrungsmittel-, Futtermittel- und Textilfaserproduktion verdrängt, werden für letztere unter Umständen zuvor nicht landwirtschaftlich genutzte Flächen in Ackerland umgewandelt („indirekte Landnutzungsänderung“). Werden bei indirekten Landnutzungsänderungen jedoch Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, z.B. Wälder oder Feuchtgebiete, in Ackerland umgewandelt, kann dies THG-Emissionen verursachen. Dadurch kann es passieren, dass die THG-Einsparungen durch Biokraftstoffe teilweise oder ganz aufgehoben werden. Einen solchen Anstieg der THG-Emissionen will die

⁶⁸ Ebenda, S. 10.

⁶⁹ Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (s. Kapitel 3.5.1.2).

Kommission verhindern. Aus diesem Grunde hat sie 2012 einen Vorschlag⁷⁰ zur Änderung der Kraftstoffqualität-Richtlinie 98/70/EG und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG vorgelegt, in dem sie einen Übergang von „konventionellen“ zu „fortschrittlichen“ Biokraftstoffen vorschlägt. Der Grund hierfür ist, dass konventionelle Biokraftstoffe aus Nahrungsmittelpflanzen, insbesondere aus stärkehaltigen Pflanzen wie Getreide und Mais, aus Zucker- und aus Ölpflanzen, hergestellt werden. Sie bergen somit ein großes Risiko der Steigerung von THG-Emissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen. Die Kommission schlägt daher vor, dass das 10 %-Ausbauziel für erneuerbare Energien höchstens zur Hälfte – also fünf Prozentpunkte – mit konventionellen Biokraftstoffen erreicht werden soll [Art. 3 Abs. 4 Richtlinienvorschlag COM(2012) 595]. Fortschrittliche Biokraftstoffe hingegen werden aus Rohstoffen mit ansonsten geringem wirtschaftlichem Wert hergestellt. Somit bergen sie auch nur ein geringes Risiko der Steigerung von THG-Emissionen durch indirekte Landnutzungsänderungen. Bei der Ermittlung, ob das 10 %-Ausbauziel für erneuerbare Energien im Verkehrssektor erreicht wird, sollen fortschrittliche Biokraftstoffe deshalb stärker gewichtet werden [Art. 3 Abs. 4 Richtlinienvorschlag COM(2012) 595]. So sollen Biokraftstoffe aus unter anderem Algen, Tierdung, Klärschlamm oder Siedlungs- und Industrieabfällen mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts angerechnet werden [Anhang IX Teil A Richtlinienvorschlag COM(2012) 595]. Biokraftstoffe aus gebrauchtem Speiseöl oder tierischen Fetten sollen mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angerechnet werden [neuer Anhang IX Teil B Richtlinienvorschlag COM(2012) 595]. Da für die Ermittlung des 10 %-Ausbauziels die Energiemenge der genutzten Kraftstoffe maßgeblich ist, wird das 10 %-Ausbauziel durch die Anrechnung eines Vielfachen des tatsächlichen Energiegehalts schneller erreicht. Je höher der Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe ist, desto geringer sind auch die von diesen ausgehenden THG-Emissionen.

2.3.1.2.5. CO₂-Emissionen im Schiffsverkehr

Obwohl der Schiffsverkehr nach dem Straßenverkehr für die zweitmeisten CO₂-Emissionen im EU-Verkehrssektor verantwortlich ist (s. Abb. 13), gibt es bislang keine europäischen Regelungen zur Reduktion dieser Emissionen. Dies will die Europäische Kommission nun schrittweise ändern und hat hierzu einen ersten Vorschlag für eine Verordnung vorgelegt.⁷¹ Nach dem **Verordnungsvorschlag COM(2013) 480** soll zunächst ein System der Überwachung (Monitoring), Berichterstattung (Reporting) und Prüfung (Verification) der CO₂-Emissionen des Schiffsverkehrs eingeführt werden [„MRV-System“, Art. 1 Verordnungsvorschlag COM(2013) 480]. In einem zweiten Schritt soll ein CO₂-Reduktionsziel für den Schiffsverkehr festgelegt werden. Abschließend soll durch einen weiteren Legislativvorschlag der Kommission eine marktbasierende Maßnahme oder eine Effizienznorm eingeführt werden, um dieses CO₂-Reduktionsziel zu erreichen.⁷² Dies könnte z.B. eine Abgabe auf CO₂-Emissionen sein oder ein eigener maritimer Emissionshandel.

Die Kommission erhofft sich allein durch die Einführung eines MRV-Systems bereits eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 2 %. Dabei soll es alle Schiffe mit einer Bruttoreaumzahl von über 5.000 erfassen, unabhängig von ihrer Flagge, d.h. unabhängig von ihrer Registrierung in einem nationalen Schiffsregister. Neben den CO₂-Emissionen soll das MRV-System auch weitere klimarelevante Daten, wie Kraftstoffverbrauch, Transportleistung und Energieeffizienz, von Schiffen erfassen. Bis Ende August 2017 sollen Schifffahrtsunternehmen darlegen, wie sie für jedes ihrer Schiffe die CO₂-

⁷⁰ Kommissionsvorschlag COM(2012) 595 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; vgl. hierzu und im Folgenden auch cepAnalyse Nr. 01/2013.

⁷¹ Kommissionsvorschlag COM(2013) 480 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Überwachung von, Berichterstattung über und Prüfung von Kohlendioxidemissionen aus dem Seeverkehr und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013; vgl. hierzu und im Folgenden auch cepAnalyse Nr. 49/2013.

⁷² Kommissionsmitteilung COM(2013) 479 über die Einbeziehung der Seeverkehrsemissionen in die Maßnahmen der EU zur Verringerung der Treibhausgasemissionen, S. 5.

Emissionen und die weiteren klimarelevanten Daten überwachen wollen („Monitoringkonzept“). Die Überwachung soll ab 2018 beginnen (Art. 8). Ab 2019 sollen dann die Schifffahrtsunternehmen jährlich sowohl der Kommission als auch der jeweiligen Flaggenstaatbehörde für jedes ihrer Schiffe einen Emissionsbericht übermitteln. Dieser Bericht soll nicht nur die insgesamt emittierte Emissionsmenge, sondern auch die jeweiligen CO₂-Emissionsmengen bei Aufenthalten in EU-Häfen sowie auf allen Fahrten von und zu EU-Häfen angeben. Zusätzlich zu den Emissionsdaten soll der Bericht auch Angaben zu den insgesamt gefahrenen Seemeilen, die auf See verbracht Zeit und die gesamte Transportleistung beinhalten (Art. 10 und 11). Für die Prüfung sollen zunächst staatlich anerkannte und von Schifffahrtsunternehmen unabhängige Prüfstellen eingerichtet werden (Art. 16 Abs. 1). Diese sollen sowohl die Monitoringkonzepte als auch die Emissionsberichte der Schifffahrtsunternehmen prüfen (Art. 13).

Es ist auch vorgesehen, dass die Kommission die Angaben aus den Emissionsberichten sowie die zur Einhaltung der Berichterstattungs- und Überwachungsvorschriften der Schifffahrtsunternehmen veröffentlichen soll (Art. 21). Darüber hinaus soll sie die Internationale Seeschifffahrtsorganisation (IMO) und weitere Organisationen, wie die UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC), über die Anwendung des MRV-Systems regelmäßig unterrichten (Art. 22 Abs. 1).

2.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Maßnahmen außerhalb des EU-ETS

2.3.2.1. Grundsätzliche Kritik zu Maßnahmen außerhalb des EU-ETS

Ein Emissionshandelssystem ist aufgrund seiner ökologischen Treffsicherheit und ökonomischen Effizienz ein geeignetes Instrument für den Klimaschutz (s. Kapitel 2.2.2.2.). Die Handelbarkeit der Emissionszertifikate im EU-ETS garantiert, dass Investitionen zur Reduktion der Emissionen dort getätigt werden, wo sie die größte Wirkung erzielen. Daher sollte das EU-ETS auf alle CO₂-emittierenden Sektoren der EU ausgeweitet werden. Damit wären Maßnahmen außerhalb des EU-ETS obsolet. Wenn zusätzliche Sektoren in das EU-ETS einbezogen werden und es damit mehr Zertifikatenachfrager gibt, muss selbstverständlich die Gesamtanzahl an Zertifikaten entsprechend erhöht werden, damit es zu keiner unverhältnismäßigen Belastung für die vom EU-ETS erfassten Unternehmen kommt. Für den Straßen- und Schiffsverkehr eignet sich der sog. **Upstream-Emissionshandel**, der auf der ersten Handelsstufe ansetzt, also bei Raffinerien und Importeuren von fossilen Kraftstoffen. Mit dem Emissionshandel kann die Politik eine Gesamtemissionshöchstmenge exakt vorgeben, wobei die einzelnen Marktakteure entscheiden können, in welchen Sektoren CO₂-Einsparungen letztlich am günstigsten zu erreichen sind. Die Kosten des Emissionshandels würden über Tankstellen bis zum Endverbraucher weitergegeben werden. Dadurch entstehen auf allen Stufen Innovationsanreize, um CO₂ in allen betroffenen Sektoren einzusparen. Biokraftstoffe und alternative Antriebstechnologien wie Elektromobilität oder mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge würden in einem solchen System ihre jeweiligen Vorteile der Klimaschutzwirkung ausspielen können, da sich verringerte Treibhausgasemissionen in geringeren Kosten ausdrücken.⁷³ Solange die EU nicht weitere Sektoren in das EU-ETS einbezieht, sollen die Mitgliedstaaten von ihrer Möglichkeit Gebrauch machen, zumindest auf nationaler Ebene das EU-ETS auf weitere CO₂-emittierende Sektoren auszuweiten. Bereits die Einbeziehung neuer Sektoren in einzelnen Mitgliedstaaten führt dazu, dass das Spektrum für die Entdeckung kostengünstiger Vermeidungspotenziale größer und somit auch die Wirksamkeit des EU-ETS gesteigert wird.

Durch die Anwendung unterschiedlicher Instrumente im Klimaschutz entsteht das Problem, dass die sog. Grenzvermeidungskosten⁷⁴ der CO₂-Reduktion nicht für alle Emittenten gleich hoch sind.

⁷³ Vgl. Voßwinkel, J.; Nader, N.; Block, J. (2012): cepStudie Kraftstoffe der Zukunft, S. 19.

⁷⁴ Grenzvermeidungskosten sind die Kosten für die letzte vermiedene Emissionseinheit.

Diese sind beim EU-ETS für alle teilnehmenden Unternehmen gleich, da sie so lange eigene Emissionsminderungen vornehmen werden, solange die Kosten für die letzte vermiedene Emissionseinheit günstiger sind als der Zertifikatepreis. Erst wenn die eigenen Maßnahmen eine Emissionseinheit teurer vermeiden, werden die Unternehmen die eigene Vermeidung nicht weiter steigern, sondern von anderen Unternehmen, die günstiger vermeiden können als sie selbst, Zertifikate erwerben. Beim EU-ETS entspricht also der Zertifikatepreis den Grenzvermeidungskosten. Bei den Nicht-ETS-Maßnahmen können die betroffenen Unternehmen jeweils unterschiedliche Grenzvermeidungskosten haben. Beispielsweise ist es für einen Kompaktwagenhersteller wesentlich einfacher, seine CO₂-Zielvorgabe zu erfüllen, als für einen Hersteller von stark motorisierten Sportwagen. Beide müssen ihre eigenen Zielvorgaben mit eigenen Maßnahmen erfüllen. Volkswirtschaftlich gravierender ist jedoch das Problem, dass es unterschiedliche Grenzvermeidungskosten für Unternehmen innerhalb und außerhalb des EU-ETS gibt. Wenn z.B. eine Nicht-ETS-Maßnahme höhere Grenzvermeidungskosten induziert als es beim EU-ETS der Fall wäre, dann würden Emissionen teurer als nötig vermieden werden. Zu gleichen Kosten könnte also mehr Klimaschutz geleistet werden. Diese Art der Ineffizienz kann nur durch Instrumente vermieden werden, die THG-Emissionen mit einem einheitlichen „Preis“ versehen, unabhängig davon, wo sie entstehen. Der Emissionshandel gehört dazu. Ein solches System führt dazu, dass die Vermeidung von CO₂-Emissionen dort stattfindet, wo dies zu den geringsten Kosten möglich ist. Rechte zum Ausstoß von CO₂ werden dagegen vorrangig von solchen Unternehmen erworben, deren Grenzvermeidungskosten am höchsten sind. Dadurch liefert der Emissionshandel ein effizientes Ergebnis.

2.3.2.2. CO₂-Zielvorgaben für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge

Das Ziel der Kommission, die klimaschädlichen CO₂-Emissionen auch im Straßenverkehr zu reduzieren, ist grundsätzlich sachgerecht. Die CO₂-Zielvorgaben für Fahrzeuge – sowohl Pkw als auch leichte Nfz – stellen Grenzwerte dar. Auf Grenzwerte bzw. allgemein auf Ge- und Verbote, an deren Übertretung Sanktionen geknüpft werden, sollte jedoch nur dann zurückgegriffen werden, wenn marktkonforme Mechanismen zur Erreichung eines Ziels nicht zur Verfügung stehen. Mit der Einführung eines möglichst umfassenden Handels mit Emissionsrechten gäbe es jedoch eine zielgenaue und die Entscheidungsfreiheit der Marktteilnehmer weniger einschränkende Regelungsoption.⁷⁵ Im Gegensatz zum EU-ETS, das die Gesamtmenge an Emissionen begrenzt, können die von der EU gewählten Emissionsvorgaben pro gefahrenen Kilometer die angestrebte Verringerung der CO₂-Emissionen gerade nicht gewährleisten. Denn diese hängt von der Anzahl der emittierenden Fahrzeuge sowie vom Fahrverhalten ab, insbesondere den gefahrenen Kilometern. Zwar vermitteln die CO₂-Zielvorgaben einen Anreiz zum Bau von Motoren, die weniger CO₂ pro Kilometer emittieren. Doch geht von ihnen allenfalls eine Steuerungswirkung für das Kaufverhalten aus, jedoch keineswegs für das Fahrverhalten der Autofahrer. Letztlich bestimmt aber das Fahrverhalten, insbesondere die gefahrenen Kilometer, den CO₂-Ausstoß aus dem Straßenverkehr, der nun gerade nicht durch die Grenzwerte in seiner Gesamtmenge beschränkt wird.

Die EU sollte daher, statt Emissionswerte für Motoren vorzugeben, das EU-ETS auf alle Verkehrsträger und damit auch auf den Straßenverkehr ausweiten. Hierfür müsste zunächst der EU-weit maximal zugelassene Ausstoß an CO₂ festgelegt werden, bevor die Gesamtanzahl an verfügbaren Zertifikaten um die entsprechende Menge, für die der nun einzubeziehende Straßenverkehr verantwortlich ist, erhöht wird.

Zusätzlichen Anlass zur Kritik bietet die Pkw-CO₂-Verordnung (EU) Nr. 333/2014, die Maßnahmen zur Erreichung der ab 2020 geltenden 95-Gramm-Zielvorgabe enthält. Diese zielt im Besonderen auf die Absenkung des Zusatzbetrages um 27 % von bisher 0,0457 g auf künftig 0,0333 g CO₂ je

⁷⁵ Hierzu cepAnalyse v. 15.02.2008 zum Kommissionsvorschlag KOM(2007) 856.

Kilogramm Masse ab. Gepaart mit der Reduzierung des Sockelbetrags um 27 % von 130 auf 95 g CO₂ pro Kilometer stellt die Absenkung des Zusatzbetrages eine Doppelbelastung für Hersteller großer und damit schwerer Pkw dar, ohne dass es hierfür einen sachlichen Grund gibt. Für sie ist zum einen die Senkung des Sockelbetrages schwerer zu erreichen und mit höheren Kosten verbunden als für Hersteller kleiner und damit leichterer Pkw, da schwere Pkw mehr Kraftstoff benötigen und entsprechend mehr CO₂ ausstoßen als leichte. Die Absenkung des Zusatzbetrags, über den die maßgebliche CO₂-Zielvorgabe eines Pkw-Herstellers ermittelt wird, um ebenfalls 27 % verzerrt zum anderen den Wettbewerb zu Lasten der Hersteller großer und damit schwerer Pkw und zu Gunsten der Hersteller kleiner und damit leichter Pkw. Der Grund für die Wettbewerbsverzerrung ist, dass für schwere Pkw der Sockelbetrag nun um einen geringeren Zusatzbetrag erhöht wird als bisher, was zu einer strengeren CO₂-Zielvorgabe führt. Gleichzeitig wird für leichte Pkw der Sockelbetrag um einen geringeren Zusatzbetrag reduziert, was zu einer weniger strengen CO₂-Zielvorgabe führt.⁷⁶

2.3.2.3. Maßnahmen zur CO₂-Reduktion von schweren Nutzfahrzeugen

Im Gegensatz zu den Maßnahmen zur CO₂-Reduzierung bei Pkw und leichten Nfz schlägt die Kommission für schwere Nfz bemerkenswerterweise bislang nur Maßnahmen vor, die den Herstellern keine hohen Kosten hoheitlich aufbürden und damit auch nicht zu substantiell höheren Preisen für Fahrzeuge führen.⁷⁷ Zwar können auch aerodynamische Maßnahmen zu höheren Fahrzeugpreisen führen, jedoch ist zu erwarten, dass sich diese über einen geringeren Kraftstoffverbrauch amortisieren. Dabei überlässt der Richtlinienvorschlag COM(2013) 195 den Marktteilnehmern die Möglichkeiten selbst zu entscheiden, welche Maßnahmen zur Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs und der Treibhausgasemissionen effizient sind. Ihre individuellen Wahlmöglichkeiten werden somit nicht eingeschränkt. Im Gegensatz zu CO₂-Zielvorgaben können Hersteller und Fahrzeugnachfrager selbst frei entscheiden, ob sie aerodynamische Maßnahmen an ihren Fahrzeugen haben wollen und falls ja, welche. Hier soll also nicht die Politik, sondern der Markt entscheiden. Dies gewährleistet ein effizientes Ergebnis, da nur dann aerodynamische Lösungen nachgefragt werden, wenn sich diese für den jeweiligen Marktakteur auch rentieren. Die vorgeschlagenen Ausnahmen für die maximal zulässige Abmessung und das maximal zulässige Gewicht bieten die Möglichkeit, den Kraftstoffverbrauch und damit die Treibhausgasemissionen zu senken. Da dank der Ausnahmegewährung aerodynamische Verbesserungen das Ladevermögen der Nfz nicht reduzieren und der Kraftstoffverbrauch einer der wesentlichen Kostenfaktoren für Verkehrsunternehmen ist, haben diese deutlich stärkere Anreize als bisher, bei den Herstellern von Nfz und dazugehörigen Aufbauten energieeffiziente Lösungen nachzufragen. Diese Lösungen wiederum eröffnen Spielräume, mittelfristig die Kosten der Verkehrsunternehmen zu senken, und können somit die Preise für Transportleistungen senken.

Die von der Kommission vorgeschlagene Angabe der durch das Simulationsprogramm VECTO erhaltenen Daten für neue schwere Nfz kann für Fahrzeugkäufer eine wichtige Hilfe sein. Grundsätzlich gilt, dass die Bereitstellung von Informationen für Verbraucher über relevante Produkteigenschaften vernünftige Kaufentscheidungen erleichtert. Da die VECTO-Daten exakter sind als andere Methoden zur Schätzung des Kraftstoffverbrauchs, können sie dazu beitragen, dass Nachfrager bessere Kaufentscheidungen treffen. Allerdings sollte die Kommission strikt davon absehen, verbindliche CO₂-Ziele für schwere Nfz vorzugeben. Anstatt solch einer ineffizienten Klimaschutzpolitik sollte das EU-ETS auf den Straßenverkehr ausgeweitet werden.

⁷⁶ Hierzu cepAnalyse Nr. 46/2012 zum Kommissionsvorschlag COM(2012) 393.

⁷⁷ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 32/2013 zum Kommissionsvorschlag COM(2013) 195.

2.3.2.4. Kraftstoffqualität und Biokraftstoffe

Der Grundsatz, dass dort, wo es möglich ist, der Markt und nicht die Politik entscheiden sollte, gilt auch für den Anteil von Biokraftstoffen an den gesamten Kraftstoffen. Durch die Ausweitung des EU-ETS auf den Straßenverkehr mithilfe eines Upstream-Ansatzes⁷⁸ wäre genau dies der Fall. Leider hat sich die EU nicht dafür entschieden.

Der Einsatz von Biokraftstoffen geht nur dann mit einem klimaschützenden Effekt einher, wenn die Verbrennung fossiler Kraftstoffe dadurch tatsächlich unterbleibt.⁷⁹ Allerdings wird nach allen Prognosen die weltweite Nachfrage nach Kraftstoffen weiter steigen, sodass die in der EU nicht mehr eingesetzten fossilen Kraftstoffe auf absehbare Zeit außerhalb Europas Abnehmer finden werden.

In die weltweite Emissionsbilanz sind neben den THG der fossilen Brennstoffe auch die durch die Verwendung von Biokraftstoffen ausgelösten Treibhausgasemissionen einzubeziehen. Dazu zählen etwa die für die Herstellung von Biokraftstoffen eingesetzte fossile Energie sowie die Freisetzung von Lachgas infolge der Düngung der Anbauflächen. Darüber hinaus müssen auch THG infolge indirekter Landnutzungsänderungen berücksichtigt werden, etwa wenn neue Ackerflächen für den Nahrungspflanzenanbau durch Brandrodung erschlossen werden. Es liegt in der Natur der indirekten Landnutzungsänderungen, dass sie nicht direkt beobachtbar sind, da Landnutzungsänderungen durch eine komplexe Verkettung von ursächlichen Faktoren ausgelöst werden. Daher können auch die damit verbundenen THG-Emissionen nur abgeschätzt, nicht aber konkret gemessen werden. Da die Erfahrung jedoch gezeigt hat, dass es sich bei der indirekten Landnutzungsänderung insbesondere bei Biokraftstoffen außerhalb Europas um ein klimapolitisch relevantes Phänomen handelt, ist ihre Einbeziehung in die Treibhausgasbilanz von Biokraftstoffen grundsätzlich sachgerecht.

Die Kommission geht davon aus, dass konventionelle Biokraftstoffe aus Palmöl, Sojabohnen und Raps im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen sogar zu mehr THG führen. Daher hätte die Kommission einerseits aus klimapolitischer Sicht eine Beendigung der Anrechnung zumindest dieser konventionellen Biokraftstoffe vorschlagen müssen. Andererseits haben aber Unternehmen nur deshalb in die Produktion von Biokraftstoffen investiert, weil die EU und die Mitgliedstaaten zuvor entsprechende Anreize gesetzt haben. Ein Ausstieg aus der Förderung dieser Biokraftstoffe würde daher durch politische Vorgaben motivierte Investitionen nachträglich entwerten. Die von der Kommission vorgeschlagene Begrenzung der Anrechenbarkeit konventioneller Biokraftstoffe auf fünf Prozentpunkte des 10 %-Ausbauziels würde vor allem zukünftige, noch nicht getätigte Investitionen betreffen. Daher ist diese Begrenzung als Teilkorrektur politischer Fehlsteuerungen vertretbar.

Die von der Kommission vorgeschlagene stärkere Gewichtung fortschrittlicher Biokraftstoffe setzt für die Mitgliedstaaten Anreize, den Einsatz dieser Biokraftstoffe zu fördern. Damit würde aber auch das 10 %-Ausbauziel faktisch herabgesetzt werden, da der Anteil von Biokraftstoffen künstlich größer gerechnet wird, als er tatsächlich ist.

⁷⁸ Vgl. Kapitel 2.3.2.1.

⁷⁹ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 01/2013 zum Kommissionsvorschlag COM(2012) 595.

2.4. Anpassung an den Klimawandel

2.4.1. EU-Regulierungsrahmen: EU-Klimaanpassungspolitik

Die Folgen des Klimawandels sind vielfältig, u.a. verändert sich die Menge und Intensität von Niederschlägen, erhöht sich der Meeresspiegel sowie die Temperatur – auch die der Ozeane.⁸⁰ Diese Folgen beeinträchtigen nicht nur die menschliche Gesundheit, sondern auch die Ökosysteme, die Landwirtschaft sowie die Infrastruktur (Gebäude, Verkehr, Energie- und Wasserversorgung). Die Regionen der EU sind sehr unterschiedlich von den Auswirkungen des Klimawandels betroffen. Während die Mittelmeerregionen, Flussebenen und Bergregionen besonders gefährdet (klimavulnerabel) sind, könnte Nordeuropa hingegen durch höhere Ernteerträge und niedrigere Heizkosten sogar profitieren.⁸¹

Die europäische Klimapolitik beinhaltet neben dem Bereich „Vermeidung“ auch den Bereich „Anpassung“. Dieser hat die Diskussion um **Möglichkeiten zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels** in der EU, die bis zu einem bestimmten Grad trotz zukünftiger Klimaschutzmaßnahmen nicht mehr aufzuhalten sind, und deren Implementierung zum Gegenstand.⁸² Hierzu hat die Kommission in den vergangenen Jahren einen strategischen Ansatz entwickelt.

Beispiele für Anpassungsmaßnahmen

- effizientere Nutzung knapper Wasserressourcen
- Anpassung von Baunormen an künftige Klimabedingungen und Witterungsextreme
- Bau von Infrastrukturen für Hochwasserschutz und Anhebung von Deichen gegen den Anstieg des Meeresspiegels
- Entwicklung trockenheitstoleranter Kulturpflanzen
- Verwendung sturm- und brandresistenterer Baumarten und Forstbewirtschaftungspraktiken
- Aufstellung von Raumplänen und Anlage von Korridoren zur Förderung der Artenmigration

Abbildung 17: Beispiele für Anpassungsmaßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Grünbuch KOM(2007) 354, S. 4.

Den Anfang bildeten das 2007 veröffentlichte Grünbuch KOM(2007) 354 „Anpassung an den Klimawandel in Europa – Optionen für Maßnahmen der EU“ und die damit einhergehende öffentliche Konsultation von Interessenträgern in der EU. Darauf folgte 2009 das Weißbuch KOM(2009) 147 „Anpassung an den Klimawandel: Ein europäischer Aktionsrahmen“. Den bisherigen Abschluss bildet die 2013 veröffentlichte Mitteilung COM(2013) 216 „Eine EU-Strategie zur Anpassung an den Klimawandel“. Darüber hinaus hat die EU bereits klimaanpassungsrelevante Aspekte in einige Rechtsvorschriften integriert, u.a. in die Hochwasser-Richtlinie 2007/60/EG und die Meeresstrategie-

⁸⁰ IPCC (2013): Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

⁸¹ Kommissionsmitteilung COM(2013) 216, S. 2 f.; hierzu cepAnalyse Nr. 08/2013.

⁸² Die EU fördert auch Anpassungsmaßnahmen in Entwicklungsländern auf internationaler Ebene im Rahmen der UNFCCC, vgl. <www.ec.europa.eu/clima/policies/adaptation/international/index_en.htm>.

Rahmenrichtlinie 2008/56/EG. Auch finden sich diese Aspekte in Kommissionsmitteilungen wieder, u.a. in der Mitteilung COM(2012) 673 „Ein Blueprint für den Schutz der europäischen Wasserressourcen“⁸³ und der Mitteilung COM(2012) 673 „Lebensversicherung und Naturkapital: Eine Biodiversitätsstrategie der EU für das Jahr 2020“.

2.4.1.1. Grünbuch (2007)

Das **Grünbuch KOM(2007) 354** stellte die möglichen Folgen des Klimawandels für Europa dar und zeigte die zukünftig am schwersten betroffenen Gebiete auf.⁸⁴ So wird z.B. Südeuropa sehr wahrscheinlich mit den Folgen ansteigender Temperatur und geringerem Niederschlag zu kämpfen haben, die u.a. zu einer Wasserknappheit führen können. Auch werden Küstengebiete besonders durch einen Anstieg des Meeresspiegels gefährdet sein. Zudem stellte das Grünbuch vier Aktionsschwerpunkte vor, die auf Ebene der EU bearbeitet werden sollten. Dabei ging es insbesondere um die Integration von anpassungsrelevanten Aspekten in bestehende und zukünftige Politiken sowie in bestehende Gemeinschaftsfonds, die Zusammenarbeit mit Staaten auf internationaler Ebene, den Ausbau der vorhandenen Wissensgrundlage im Bereich Anpassung und um die Weiterentwicklung koordinierter Maßnahmen auf EU-Ebene unter dem Einbezug verschiedener Interessensgruppen.

2.4.1.2. Weißbuch (2009)

Das **Weißbuch KOM(2009) 147** baut auf dem Grünbuch, den Ergebnissen der öffentlichen Konsultation und Forschungsarbeiten zu kurzfristig notwendigen Anpassungsmaßnahmen auf. Es zeigt einen zweistufigen Aktionsrahmen auf, durch den die Anfälligkeit der EU gegenüber den Folgen des Klimawandels gemindert werden soll.⁸⁵ In der ersten Stufe im Zeitraum 2009–2012 sollte die Basis für die zweite Stufe ab 2013 erarbeitet werden. In der ersten Stufe sollten insgesamt vier Aktionsschwerpunkte – aufbauend auf denen des Grünbuchs – bearbeitet werden. In der zweiten Stufe sollte dann eine umfassende Anpassungsstrategie erarbeitet werden, die sicherstellen soll, dass in allen relevanten Sektoren rechtzeitig Anpassungsmaßnahmen getroffen werden.

Mit dem Aktionsschwerpunkt „Wissensaufbau“ sollten die Kenntnisse über die Folgen des Klimawandels sowie über Kosten und Nutzen von Anpassungsoptionen verbessert werden, um politische Entscheidungen treffen zu können. Mit dem Aktionsschwerpunkt „Integration anpassungsrelevanter Aspekte in Politikbereiche“ sollten in zentralen Gebieten – Gesundheit und Soziales, Landwirtschaft, Biologische Vielfalt, Ökosysteme und Gewässer, Küsten- und Meeresgebiete, Produktionsanlagen und Infrastruktur – frühzeitig Anpassungsmaßnahmen ergriffen werden, vor allem diejenigen, die „soziale und/oder wirtschaftliche Nettovorteile“ erzielen („No-regret“-Maßnahmen).⁸⁶ Mit dem Aktionsschwerpunkt „Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen“ sollten die Mitgliedstaaten bei der Finanzierung der Anpassungsmaßnahmen durch Mittel aus EU-Ausgabenprogrammen, z.B. der Kohäsionspolitik, dem Sozialfonds und der Agrarpolitik, unterstützt werden. Zudem sollten „marktbasierte Instrumente“ und Public Private Partnerships eingesetzt werden, um Investitionskosten, Risiken und Gewinne aus Anpassungsmaßnahmen zwischen öffentlichem und privatem Sektor aufzuteilen. Mit dem Aktionsschwerpunkt „Internationale Zusammenarbeit“ sollten Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel in alle Bereiche der EU-Außenpolitik einbezogen werden. Seit der Veröffentlichung des Weißbuchs sind viele Maßnahmen

⁸³ Hierzu cepAnalyse Nr. 08/2013.

⁸⁴ Vgl. hierzu und im Folgenden Grünbuch der Kommission KOM(2007) 354 und cepAnalyse v. 21.08.2007.

⁸⁵ Vgl. hierzu und im Folgenden Weißbuch KOM(2009) 147; cepAnalyse v. 11.05.2009; Reichert, G. (2009): cepDossier Klimaschutz in der Europäischen Union.

⁸⁶ Weißbuch KOM(2009) 147, S. 10.

der Aktionsschwerpunkte, z.B. der Aufbau einer Internetplattform („Climate-Adapt“)⁸⁷ zum Thema Anpassung, begonnen und größtenteils bereits durchgeführt worden.⁸⁸

2.4.1.3. EU-Anpassungsstrategie (2013)

Die zweite Stufe des Aktionsrahmens „Erarbeitung einer Anpassungsstrategie“ wurde mit der 2013 veröffentlichten Mitteilung umgesetzt.⁸⁹ Das Ziel dieser **EU-Anpassungsstrategie** ist es, die Widerstands- und Reaktionsfähigkeit der EU gegenüber den negativen Folgen des Klimawandels, die sog. **Klimaresilienz**⁹⁰, zu stärken und die Anpassungsmaßnahmen auf lokaler, nationaler und EU-Ebene besser zu koordinieren. Dazu werden wieder – aufbauend auf dem Grünbuch und dem Weißbuch – Aktionsschwerpunkte gesetzt.

Aktionsschwerpunkt: Förderung nationaler Anpassungsmaßnahmen und -strategien

Ein Blick auf die Anzahl der bislang vorhandenen Anpassungsstrategien der Mitgliedstaaten zeigt, dass erst 15 Mitgliedstaaten, z.B. Spanien und Deutschland, eigene Anpassungsstrategien entwickelt haben. Diese befinden sich oft noch im Anfangsstadium, beschränken sich zum Teil auf „sektorspezifische Pläne“⁹¹ und berücksichtigen oft nicht grenzüberschreitende Auswirkungen.⁹² Zudem werden sie nicht auf ihren Erfolg hin überprüft.

Die Kommission erwägt daher, Leitlinien für die Entwicklung, Durchführung und Überprüfung der Anpassungsstrategien der Mitgliedstaaten zu erstellen. Diese sollen vorerst unverbindlich sein und grenzübergreifende Fragen berücksichtigen. Darüber hinaus will die Kommission bis 2014 einen „Anzeiger für Anpassungsvorsorge“ entwickeln, um die Bereitschaft der Mitgliedstaaten zur Erstellung einer Anpassungsstrategie messen zu können. 2017 sollen dann die Anpassungsstrategien überprüft werden. Falls diese für „unzureichend“ erachtet werden, soll anstatt der unverbindlichen Leitlinien ein „rechtsverbindliches Instrument“⁹³ vorgeschlagen werden. Zur Unterstützung der Mitgliedstaaten, Anpassungsmaßnahmen in besonders klimavulnerablen Regionen – etwa Küsten, dicht besiedelte Flussdeltas, Großstädte sowie Berg- und Inselregionen – durchführen zu können, sollen diese durch das LIFE-Programm⁹⁴ für Umweltmaßnahmen gefördert werden können.

Aktionsschwerpunkt: Wissensausbau und -vermittlung zu Anpassungsmaßnahmen

Trotz bereits erheblicher Fortschritte im Bereich des Wissensausbaus durch Forschungsprogramme, mehr verfügbare Klimadaten und -dienste, bestehen weiterhin Lücken im Bereich der Anpassung.⁹⁵ Diese betreffen vor allem die klimawandelbedingten Risiken auf lokaler und EU-Ebene, die Kosten klimawandelbedingter Schäden, die Kosten und Nutzen von Anpassungsmaßnahmen sowie die Wirksamkeit verschiedener Anpassungsmaßnahmen. Die Kommission führt deshalb mehrere Maßnahmen an, mit denen sie diese Wissenslücken bis 2020 schließen möchte. So sollen Projekte im Rahmen des Forschungsprogramms „Horizont 2020“⁹⁶ und Bewertungen der Klimavulnerabilität gefördert und ein umfassender Überblick über die Bedeutung des Klimawandels für die EU erstellt werden. Zudem soll die bereits bestehende Internetplattform Climate-ADAPT mit anderen

⁸⁷ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.climate-adapt.eea.europa.eu/>.

⁸⁸ Kommissionsmitteilung COM(2013) 216, S. 5.

⁸⁹ Vgl. im Folgenden Kommissionsmitteilung COM(2013) 216; hierzu cepAnalyse Nr. 54/2013.

⁹⁰ Ebenda, S. 6.

⁹¹ Ebenda, S. 5.

⁹² Kommissionsdokument „An EU Strategy on adaptation to climate change“ SWD(2013) 132, S. 12-13.

⁹³ Kommissionsmitteilung COM(2013) 216, S. 7.

⁹⁴ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.ec.europa.eu/environment/life/about/index.htm>.

⁹⁵ Kommissionsdokument SWD(2013) 131 „Zusammenfassung der Folgenabschätzung – An EU Strategy on adaptation to climate change“, S. 3.

⁹⁶ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>.

nationalen Klimaportalen stärker verknüpft und zu der zentralen Informationsquelle über Anpassungsmaßnahmen in Europa werden.

Aktionsschwerpunkt: Anpassungsmaßnahmen in anderen Politikbereichen

Anpassungsmaßnahmen sollen in andere EU-Politikbereiche einbezogen werden, um zum einen die dortigen EU-Maßnahmen „klimasicherer“ zu machen und zum anderen die Widerstandsfähigkeit besonders „klimavulnerabler“ Sektoren zu stärken. So sollten u.a. 2013 Leitlinien für die Aufstellung und Durchführung von Anpassungsmaßnahmen in der Gemeinsamen Agrar- und Fischereipolitik (GAP) sowie der Kohäsionspolitik erlassen werden. Auch sollen die europäischen Normungsorganisationen prüfen, ob in den vorhandenen Industrienormen in den Bereichen Energie, Verkehr und Bauwesen Anpassungen an den Klimawandel ausreichend berücksichtigt werden. Darüber hinaus soll der Versicherungsschutz gegen Schäden durch Naturkatastrophen ausgebaut werden. Das Grünbuch COM(2013) 213 „Versicherung gegen Naturkatastrophen und von Menschen verursachte Katastrophen“⁹⁷ ist ein „erster Schritt“ dahin.

Aktionsschwerpunkt: Koordinierung, Finanzierung und Kontrolle

Mit der Einrichtung nationaler Kontaktstellen durch die Mitgliedstaaten soll die Politikkoordination im Bereich der Anpassung zwischen den Mitgliedstaaten sowie zwischen diesen und der Kommission – auch durch weitere künftige Konsultationen der Interessensvertreter – verbessert werden.

Zur Finanzierung der Anpassungsmaßnahmen sollen Mittel aus dem EU-Haushalt⁹⁸, der bis zu 20 % im Zeitraum 2014–2020 für den Klimaschutz vorsieht, aus EU-Programmen wie „Horizont 2020“ und „LIFE“ sowie aus den Europäischen Regionalfonds (ERDF)⁹⁹ herangezogen werden. Zudem wird die Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen u.a. durch die Europäische Investitionsbank unterstützt. Auch ist es möglich, dass die Mitgliedstaaten die Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionsrechten für die Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen verwenden.¹⁰⁰

Für die Bewertung von Anpassungsmaßnahmen und Klimavulnerabilitäten in der EU sollen aus Mitteln des LIFE-Programms Indikatoren erarbeitet werden. Zudem wird die Kommission die Umsetzung der EU-Anpassungsstrategie 2017 prüfen und gegebenenfalls eine Überarbeitung vorschlagen.

2.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: EU-Klimaanpassungspolitik

Grundsätzlich ist es sachgerecht, dass nicht nur der Klimawandel selbst durch Emissionsvermeidungsmaßnahmen, sondern auch die durch den Klimawandel verursachten negativen Folgen durch geeignete Anpassungsmaßnahmen begrenzt werden sollen. Dadurch können volkswirtschaftliche Schäden – z.B. Produktionsausfälle durch Überschwemmung oder Produktivitätseinbußen durch Beeinträchtigungen der Gesundheit – vermieden werden.¹⁰¹ Unternehmen werden „klimavulnerable“ Standorte im Vergleich zu besser vorbereiteten Standorten meiden. Anpassungsmaßnahmen in der EU können daher die Standortqualität verbessern, indem sie Schäden vorsorglich vermeiden helfen.

Jeder Mitgliedstaat hat einen Anreiz, Strategien zu entwickeln, um sich an den Klimawandel anzupassen und seine Bürger vor potenziellen Klimaschäden zu schützen. Die Bereitstellung von Leitlinien kann zu mehr Kohärenz bei der Entwicklung nationaler Anpassungsstrategien führen und

⁹⁷ Hierzu cepAnalyse Nr. 47/2013.

⁹⁸ Verordnung (EU, EURATOM) Nr. 1311/2013 des Rates zur Festlegung des mehrjährigen Finanzrahmens für die Jahre 2014–2020; zum Kommissionsvorschlag KOM(2011) 398 vgl. cepAnalyse v. 12.09.2011.

⁹⁹ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.ec.europa.eu/regional_policy/thefunds/regional/index_de.cfm>.

¹⁰⁰ ETS-Richtlinie 2003/87/EG, Art. 10 Abs. 3.

¹⁰¹ Vgl. hierzu und im Folgenden cepAnalyse Nr. 54/2013.

somit die Vergleichbarkeit der umgesetzten Strategien erhöhen. Sofern keine grenzüberschreitenden Auswirkungen auf andere Mitgliedstaaten zu erwarten sind, ist eine verpflichtende Vereinheitlichung der Anpassungsstrategien verfehlt. Denn die Mitgliedstaaten sollten die Wahl haben, unterschiedlich auf die zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels zu reagieren. Die Kommission stellt selbst fest, dass jedes Land sich aufgrund von physischen, klimatischen und wirtschaftlichen Bedingungen individuell anpassen muss.¹⁰² Die Anwendung der Leitlinien bei der Entwicklung von Anpassungsstrategien sollte daher insoweit freiwillig bleiben.

Der von der Kommission angestrebte Aufbau von Wissen über zu erwartende Klimafolgen, Wirkungsweisen und Kosten der Anpassungsmaßnahmen ist notwendig und muss Priorität haben. Das Fehlen von Wissen über den Nutzen und die Kosten von Klimaanpassungsmaßnahmen erfordert staatliches Handeln, denn Unternehmen haben keinen hinreichenden Anreiz, in Grundlagenforschung zu investieren, da solche Aktivitäten nicht zwingend in erlösbringende Innovationen münden. Aus den gleichen Gründen ist ein öffentlich finanzierter Ausbau von Plattformen – wie mit der Internetplattform Climate-ADAPT erfolgreich umgesetzt – zur Informationsverbreitung wünschenswert.

Die Überprüfung, ob Industrienormen die Auswirkungen des Klimawandels ausreichend berücksichtigen, ist vor dem Hintergrund der prognostizierten Klimaveränderungen und der Langlebigkeit von Infrastrukturprojekten gerade in den Bereichen Energie, Verkehr und Bauwesen vernünftig.

Die Auswirkungen des Klimawandels sind weltweit und im besonderen Maße in Entwicklungsländern in den Tropen oder Subtropen spürbar. Daraus ergeben sich ökonomische, politische und soziale Rückkopplungen auf die Mitgliedstaaten. Dies betrifft den internationalen Handel, den Zugang zu Ressourcen, die Armutsbekämpfung in Entwicklungsländern und den Schutz bedeutender Ökosysteme. Die Kommission sollte sich daher auch, wie geplant, mit den Auswirkungen des Klimawandels in Drittstaaten und mit den dort vorzunehmenden Anpassungsmaßnahmen befassen.

¹⁰² Kommissionsdokument SWD(2013) 132 „An EU Strategy on adaptation to climate change“, S. 16.

3. EU-Energiepolitik

3.1. Überblick: Struktur der EU-Energiepolitik

Die EU-Energiepolitik steht vor der Herausforderung, eine sichere Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen zu gewährleisten und zugleich den Ausstoß klimaschädlicher Treibhausgase durch die Verbrennung fossiler Energieträger zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund verfolgt die EU-Energiepolitik gemäß Art. 194 Abs.1 AEUV „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der Erhaltung und Verbesserung der Umwelt“ folgende Ziele:

- Sicherstellung der **Funktionsfähigkeit des Energiemarkts**;
- Gewährleistung der **Energieversorgungssicherheit** in der EU;
- Förderung der **Energieeffizienz** und von **Energieeinsparungen** sowie **Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen** und
- Förderung der **Interkonnektion der Energienetze**.

Der Europäische Rat legte 2007 in seinem **20-20-20-Beschluss**¹⁰³ neben der Reduktion der THG-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 auch strategische Kernziele für die Energieeffizienz, die erneuerbaren Energien und die Verwendung von Biokraftstoffen fest. So soll die Energieeffizienz gesteigert werden, um bis 2020 das rechtlich unverbindliche Ziel, 20 % des EU-Energieverbrauchs gemessen an den Prognosen für 2020 einzusparen, zu erreichen. Zudem muss bis 2020 der Anteil erneuerbarer Energien verbindlich mindestens 20 % am Gesamtenergieverbrauch der EU betragen. Jeder Mitgliedstaat wurde verpflichtet, im selben Zeitraum den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten verkehrsbedingten Benzin- und Dieserverbrauch auf mindestens 10 % zu erhöhen. Diese Ziele der EU-Energiepolitik wurden seitdem schrittweise in den Bereichen Energiebinnenmarkt, Energieversorgungssicherheit, Energieeffizienz, erneuerbare Energien (EE) und Energieinfrastruktur weiter konkretisiert, die im Folgenden vertieft betrachtet werden.

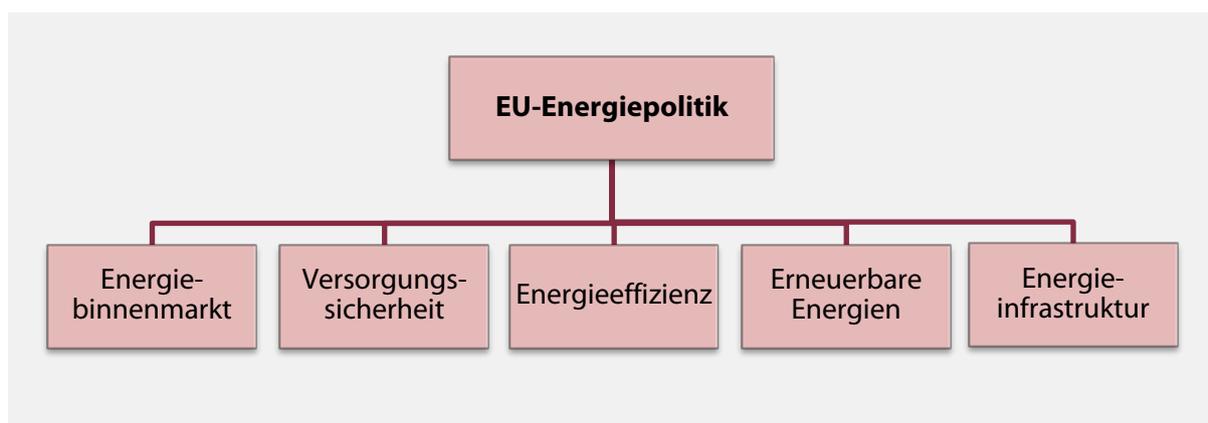


Abbildung 18: Struktur der EU-Energiepolitik

¹⁰³ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“).

3.2. Energiebinnenmarkt

Energiebinnenmarkt

EU-Ziel:

Schaffung eines Energiebinnenmarkts

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV: Funktionsfähigkeit des Energiemarkts

EU-Regulierungsrahmen:

„Drittes Energiebinnenmarktpaket“:

- ▶ Elektrizitätsbinnenmarkt: Richtlinie 2009/72/EG
- ▶ Erdgasbinnenmarkt: Richtlinie 2009/73/EG
- ▶ EU-Energieagentur ACER: Verordnung (EG) Nr. 713/2009
- ▶ Netzzugangsbedingungen Stromhandel: Verordnung (EG) Nr. 714/2009
- ▶ Netzzugangsbedingungen Erdgasfernleitungen: Verordnung (EG) Nr. 715/2009

3.2.1. EU-Regulierungsrahmen: Energiebinnenmarkt

Der freie Verkehr von Menschen, Gütern und Kapital in der Europäischen Union scheint heute eine Selbstverständlichkeit zu sein. Mit wenigen Ausnahmen gelten für Unternehmen die gleichen Regeln in einem funktionierenden Wettbewerb im Rahmen eines gemeinsamen EU-Binnenmarkts. Zu den Ausnahmen gehört bis heute der Handel mit den Gütern Strom und Erdgas. Anders als Erdöl und Kohle bildet sich der Preis für Strom und Erdgas nicht auf dem Weltmarkt, sondern aufgrund der Netzgebundenheit lokal, national oder regional. Daher kommt es je nach Wettbewerbssituation auf den heimischen Energiemärkten und dem eingesetzten Energiemix zu deutlichen Preisunterschieden, auch innerhalb der EU.

Bei den leitungsgebundenen Energieträgern hat sich zudem die Kontrolle über die Netze für Strom und Gas als entscheidender Faktor für eine wettbewerbshemmende Marktmacht von Energieversorgungsunternehmen erwiesen. **Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen**, die Energie nicht nur erzeugen und vertreiben, sondern auch deren Transport zu den Verbrauchern beherrschen, können nach Auffassung der Kommission den Wettbewerb auf vielfältige Weise hemmen:¹⁰⁴ So können Netzbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, Konkurrenzunternehmen ohne eigene Netzkapazitäten diskriminieren, indem sie beispielsweise diesen den Netzzugang verweigern, hohe Netzentgelte verlangen oder sensible Marktinformationen an die eigenen für Erzeugung und Vertrieb zuständigen Unternehmensbereiche weitergeben. Zudem haben vertikal integrierte Netzbetreiber kaum einen Anreiz, die Netzinfrastruktur im allgemeinen Marktinteresse auszubauen und auf diese Weise potenziellen Konkurrenten den Markteinstieg zu erleichtern. Insbesondere sind diese Unternehmen nicht daran interessiert, die grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten für Strom oder die Einfuhrkapazitäten für Erdgas auszubauen und

¹⁰⁴ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 528 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, S. 4 f.

so für mehr Wettbewerb auf den nationalen Energiemärkten zu sorgen. Vielmehr sind die von vertikal integrierten Netzbetreibern getroffenen Investitionsentscheidungen tendenziell an den Bedürfnissen der mit ihnen verbundenen Absatzunternehmen orientiert, wodurch die Entstehung eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarkts verhindert wird.

Ein verminderter Wettbewerb im Energiesektor ist aber auch auf politische Entscheidungen bzw. staatliche Eingriffe zurückzuführen. Traditionell hat die Strom- und Erdgasversorgung eine Sonderrolle in den Mitgliedstaaten eingenommen und wurde vor dem Druck einer stärker wettbewerbsorientierten Integration in den EU-Binnenmarkt bewahrt. Die Regulierung von staatlichen Monopolunternehmen, die sowohl die Erzeugung und die Vermarktung von Strom und Gas als auch den Betrieb der Netze kontrollierten, wurde lange einer marktwirtschaftlich organisierten Energieversorgung innerhalb und zwischen den Mitgliedstaaten vorgezogen. Dies geschah aus verschiedenen Gründen.¹⁰⁵ So wurde die Versorgung mit Strom und Gas traditionell als Aufgabe der öffentlichen Daseinsvorsorge verstanden. Dies basierte auf der Annahme, dass nur ein einzelnes, zentrales und staatlich kontrolliertes Unternehmen für eine zuverlässige, preisgünstige und vollumfängliche Energieversorgung des Landes sorgen könne. Ein dezentraler Energiemarkt galt hingegen als ungeeignet, um die komplexen Vorgänge zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung, insbesondere die notwendigen langfristigen Investitionen in Erzeugungskapazität und Netzinfrastruktur, zu organisieren. Durch klare Trennungen zwischen den Versorgungszuständigkeiten an den Staatsgrenzen wurde der Wettbewerb zwischen den staatlichen Konzernen der einzelnen Mitgliedstaaten verhindert. Außerdem wurde die Energiepolitik oft durch industriepolitische Argumente beeinflusst. Energiepreise bildeten sich folglich nicht durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage, sondern wurden oft subventioniert, um Schlüsselindustrien Zugang zu günstiger Energie zu gewähren. Gleichzeitig sollten heimische Ressourcen wie Steinkohle trotz ihrer hohen Kosten aus Gründen der Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit gefördert werden.¹⁰⁶

Das klassische Konzept der europäischen Integration – die Schaffung eines Binnenmarkts – bildet erst seit den 1990er-Jahren einen wesentlichen Ansatz der europäischen Energiepolitik. Leitbild ist – entsprechend der binnenmarktrechtlichen Grundnorm des Art. 26 AEUV – die freie Handelbarkeit von Energie innerhalb der EU durch den Abbau tatsächlicher oder rechtlicher Hindernisse. Seit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon am 1. Dezember 2009 verfolgt die Energiepolitik der EU dem allgemeinen Binnenmarktleitbild entsprechend ausdrücklich das Ziel, „im Rahmen der **Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts**“ die **Funktionsfähigkeit des Energiemarkts** sicherzustellen (Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV). Ein wettbewerbsorientierter „echter Energiebinnenmarkt“ wird als wesentliche Voraussetzung angesehen, um die drei energiepolitischen Herausforderungen der EU bewältigen zu können.¹⁰⁷

- **Wettbewerb:** Ein wettbewerbsorientierter Energiebinnenmarkt soll auf der Anbieterseite geschaffen werden, indem monopol- und oligopolartige Strukturen insbesondere durch die Aufspaltung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen bzw. die Trennung des Netzbetriebs von Energieerzeugung und Vertrieb aufgelöst und so neuen Unternehmen der Zugang zum Energiemarkt ermöglicht wird. Dem soll auf der Nachfrageseite die freie Wahl der Energieverbraucher zwischen verschiedenen Energieanbietern entsprechen. Insgesamt soll die Öffnung und Liberalisierung der Energiemärkte die Energiekosten für private und gewerbliche Verbraucher senken sowie Energieeffizienz, Investitionen und Innovationen erhöhen.

¹⁰⁵ Vgl. hierzu und im Folgenden Fischer, S. (2011): Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik, S. 162 f.

¹⁰⁶ Zur Diskussion um die Beendigung der Beihilfen für den Steinkohlebergbau in Deutschland vgl. Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2010): cepStandpunkt Schnelles Ende der deutschen Steinkohleförderung?

¹⁰⁷ Kommissionsmitteilung KOM(2007) 1 „Eine Energiepolitik für Europa“, hierzu cepAnalyse v. 24.04.2007; Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“), Anlage I, S. 16 ff.

- **Klimaschutz:** Ein wettbewerbsorientierter Energiebinnenmarkt wird als Voraussetzung für das ordnungsgemäße Funktionieren des EU-ETS angesehen. Er soll die Einbindung von Strom in das Elektrizitätsnetz erleichtern, der mittels erneuerbarer Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde.
- **Versorgungssicherheit:** Ein wettbewerbsorientierter Energiebinnenmarkt soll Anreize für Energieversorgungsunternehmen schaffen, in neue Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen zu investieren. Ein sicheres, integriertes und kohärentes Energienetz soll die Diversifizierung der Energieversorgung ermöglichen und auch dadurch zur Versorgungssicherheit beitragen.

Die ersten Schritte zur Liberalisierung der Energiemärkte auf europäischer Ebene wurden in den 1990er-Jahren mit dem Erlass der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG und der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 98/30/EG unternommen (**Erstes Energiebinnenmarktpaket**). Die vertikal integrierten Strom- und Gaskonzerne wurden verpflichtet, ihre Netze für konkurrierende Unternehmen zu öffnen. Außerdem sollten die Verbraucher ihren Strom- und Gasversorger zunehmend selbst wählen können. Allerdings führte politischer Druck aus den Mitgliedstaaten – insbesondere Deutschland und Frankreich – zu zahlreichen Einschränkungen und Ausnahmen, z.B. beim Zugang zu den Netzen.¹⁰⁸ Da somit die Marktöffnung in den Mitgliedstaaten nur langsam Fortschritte machte und Wettbewerbsverzerrungen zu befürchten waren,¹⁰⁹ sollte durch ein weiteres Regulierungspaket die Schaffung eines „echten Energiebinnenmarkts“ beschleunigt werden. Dieses „Beschleunigungspaket“ (**Zweites Energiebinnenmarktpaket**) umfasst die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG, die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, die Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2003/55/EG, die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über Netzzugangsbedingungen zu den Erdgasfernleitungsnetzen und den Beschluss Nr. 2003/796/EG zur Einsetzung der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG). Darin wurden die Mitgliedstaaten erstmals verpflichtet, es bis zum 1. Juli 2004 jedem Geschäftskunden und bis zum 1. Juli 2007 jedem Privathaushalt zu ermöglichen, seinen Strom- und Gasversorger selbst wählen zu können. Außerdem musste der Betrieb der Strom- und Gasnetze rechtlich von der Energieerzeugung und -vermarktung getrennt werden, auch wenn die Netzinfrastruktur weiterhin im Eigentum der Energieversorgungsunternehmen verbleiben durfte (s. Kapitel 3.2.). Noch bevor die Fristen des Zweiten Energiebinnenmarktpaketes für die vollständige Öffnung der Strom- und Erdgasmärkte abgelaufen waren, stellte die Kommission jedoch fest, „dass die Europäische Union vom Ziel eines echten Energiebinnenmarktes“ noch „weit entfernt“ war.¹¹⁰ Als Hauptgründe hierfür nannte sie die Fragmentierung in nationale Teilmärkte, eine teilweise starke Marktkonzentration der Energieanbieter sowie die weiterhin verbreitete Verbindung von Energieerzeugung und Vertrieb mit dem Netzbetrieb in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen.¹¹¹

Als Reaktion wurde schließlich das **Dritte Energiebinnenmarktpaket** erlassen, das am 3. März 2011 in Kraft getreten ist. Es umfasst folgende fünf Legislativakte: (1) die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG¹¹², (2) die Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG¹¹³, (3) die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden

¹⁰⁸ Vgl. Fischer, S. (2011): Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik, S. 162 f.

¹⁰⁹ Kommissionsdokument SEC(2001) 1957 „Erster Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes“, S. 37 f.

¹¹⁰ Kommissionsmitteilung KOM(2006) 841 „Aussichten für den Erdgas- und den Elektrizitätsbinnenmarkt“, S. 7; vgl. cepAnalyse v. 11.07.2007; Kommissionsmitteilung KOM(2007) 1, hierzu cepAnalyse v. 24.04.2007.

¹¹¹ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 528 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/54/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt; hierzu cepAnalyse v. 03.12.2007.

¹¹² Ebenda.

¹¹³ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 529 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/55/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt; hierzu cepAnalyse v. 04.12.2007.

Stromhandel (Strom-Netzzugang-Verordnung)¹¹⁴, (4) die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Netzzugangsbedingungen für Erdgasfernleitungsnetze (Erdgas-Netzzugang-Verordnung)¹¹⁵ sowie (5) die Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer EU-Energieagentur (ACER-Verordnung)¹¹⁶. Demnach lassen sich folgende Gestaltungsschwerpunkte auf dem Weg hin zu einem Energiebinnenmarkt unterscheiden: (1) Entflechtung, (2) Regulierung, (3) Verbraucherschutz und (4) Energienetze (s. Kapitel 3.6.).

3.2.1.1. Entflechtung

Dreh- und Angelpunkt für die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarkts ist der Abbau wettbewerbshemmender Machtpositionen einzelner Energieversorgungsunternehmen. Ein Indikator für die wettbewerbshemmende Marktmacht eines Stromerzeugers oder Erdgaslieferanten ist dessen Marktanteil (**Marktkonzentration**). In vielen Mitgliedstaaten herrschen auch nach Beginn der Marktöffnung in den 1990er-Jahren noch Strukturen vor, die von Monopolen (z.B. Frankreich) oder Oligopolen (z.B. Deutschland) geprägt sind.¹¹⁷ Vor diesem Hintergrund setzt die Liberalisierung der Märkte für Strom und Erdgas an der Auflösung entsprechender wettbewerbshemmender Machtkonstellationen an. Als notwendige Maßnahme zur Schaffung von mehr Wettbewerb wird von der Kommission die **Entflechtung vertikal integrierter Energieunternehmen („unbundling“)** angesehen. Bereits das Zweite Energiebinnenmarktpaket sah in Art. 10 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG und Art. 10 Abs. 1 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2003/55/EG vor, dass die Betreiber von Stromübertragungs- bzw. Erdgasfernleitungsnetzen, die zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehören, zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen der Erzeugung und des Vertriebs von Strom bzw. Erdgas sein mussten. So durften z.B. die in einem integrierten Elektrizitäts- bzw. Erdgasunternehmen für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des Unternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Energieerzeugung, -verteilung und -versorgung zuständig waren. Diese **rechtliche Entflechtung („legal unbundling“)** umfasste jedoch ausdrücklich nicht die Verpflichtung des vertikal integrierten Unternehmens, auch das Eigentum an dem Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzes selbst aufzugeben. Deutlich weiter gingen insoweit die Vorschläge der Kommission für das Dritte Energiebinnenmarktpaket, die eine **vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung** vorsahen.¹¹⁸ Da eine derartige Zerschlagung privater Unternehmen jedoch im Zuge des Rechtsetzungsverfahrens insbesondere bei Deutschland auf starke Bedenken sowohl hinsichtlich der europarechtlichen Kompetenzgrundlage als auch der grundrechtlichen Eigentumsgarantie stieß, lassen die Entflechtungsregelungen des Dritten Energiebinnenmarktpakets den Mitgliedstaaten die Wahl zwischen drei unterschiedlich stark eingreifenden Optionen.¹¹⁹

¹¹⁴ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 531 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel; hierzu cepAnalyse v. 12.12.2007.

¹¹⁵ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 532 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen; hierzu cepAnalyse v. 13.12.2007.

¹¹⁶ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 530 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden; hierzu cepAnalyse v. 03.12.2007.

¹¹⁷ Kommissionsdokument SEC(2001) 1957, S. 19 ff.; Kommissionsmitteilung KOM(2005) 568 „Bericht über die Fortschritte bei der Schaffung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes“; Kommissionsmitteilung KOM(2010) 84 „Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes“.

¹¹⁸ Kommissionsvorschlag KOM(2007) 528; Kommissionsvorschlag KOM(2007) 532.

¹¹⁹ Zur Auslegung der Entflechtungsregelungen vgl. Kommissionsdokument v. 22.01.2010, Interpretative Note on Directive 2009/72/EC and Directive 2009/73/EC: The Unbundling Regime.

Option 1: Eigentumsrechtliche Entflechtung (ownership unbundling)

Sowohl Art. 9 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG als auch Art. 9 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG sehen als eine Entflechtungsoption vor, dass der Netzbetrieb eigentumsrechtlich vollständig aus einem vertikal integrierten Unternehmen herausgelöst wird. Demnach müssen die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass es ab dem 3. März 2012 verboten ist, gleichzeitig die Kontrolle über ein Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen einerseits und die Kontrolle über oder Rechte an einem Netz oder Netzbetreiber andererseits auszuüben. Umgekehrt schließt auch die Kontrolle über Netz oder Netzbetreiber die Möglichkeit aus, die Kontrolle über oder Rechte an einem Erzeugungs- oder Versorgungsunternehmen auszuüben.

Option 2: Independent System Operator (ISO)

Falls das Stromübertragungs- bzw. Erdgasfernleitungsnetz am 3. September 2009 einem vertikal integrierten Unternehmen gehörte, können die Mitgliedstaaten entscheiden, keine eigentumsrechtliche Entflechtung durchzuführen (Art. 9 Abs. 8 i.V.m. Art. 13 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 9 Abs. 8 i.V.m. Art. 14 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG). Stattdessen können die Mitgliedstaaten auf Vorschlag des Eigentümers des Stromübertragungs- bzw. Erdgasfernleitungsnetzes und mit Zustimmung der Kommission einen **unabhängigen Netzbetreiber (Independent System Operator, ISO)** benennen und zulassen. Diese Option ermöglicht es einem vertikal integrierten Unternehmen, Eigentümer des Netzes zu bleiben. Allerdings muss der ISO sowohl eigentumsrechtlich als auch personell von dem Netzeigentümer unabhängig sein. Der ISO ist insbesondere für die Gewährung des Netzzugangs Dritter, für die Erhebung von Zugangsentgelten, für die Einnahme von Engpasserlösen sowie für Betrieb, Wartung und Ausbau des Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzes verantwortlich. Die vom ISO beschlossenen und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionen hat der Netzeigentümer zu finanzieren. Insgesamt verliert der Netzeigentümer seine Verfügungsgewalt über das Netz und behält lediglich das wirtschaftliche Nutzungsrecht in Form der vereinnahmten Erlöse.

Option 3: Independent Transmission Operator (ITO)

Als weitere Alternative sowohl zur eigentumsrechtlichen Entflechtung als auch zum unabhängigen Netzbetreiber können die Mitgliedstaaten einen **unabhängigen Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO)** bestimmen (Art. 17 ff. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 17 ff. Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG). Im Gegensatz zum ISO muss der ITO eigentumsrechtlich nicht aus dem vertikal integrierten Unternehmen herausgelöst sein. Allerdings gelten strenge Bedingungen, die seine Unabhängigkeit von den übrigen Bereichen des vertikal integrierten Unternehmens sicherstellen sollen. Der ITO muss gegenüber dem vertikal integrierten Unternehmen nicht nur gesellschaftsrechtlich, sondern auch hinsichtlich der Vermögenswerte, der Anlagen und des Personals unabhängig sein. Die kommerziellen und finanziellen Beziehungen zwischen dem vertikal integrierten Unternehmen und dem ITO haben den marktüblichen Bedingungen zu entsprechen und sind gegenüber der nationalen Regulierungsbehörde zu offenbaren. Schließlich muss der ITO ein Gleichbehandlungsprogramm aufstellen und durchführen, durch das diskriminierende Verhaltensweisen in Bezug auf den Netzzugang ausgeschlossen werden.

3.2.1.2. Regulierung

Die in den 1990er-Jahren begonnene **Marktöffnung**, die insbesondere auf den **Abbau wettbewerbshemmender Marktmacht** von Energieversorgungsunternehmen abzielt, geht mit einer zunehmenden Regulierung der Energiemärkte einher. Diese soll zum einen den Wettbewerb auf den Strom- und Erdgasmärkten sicherstellen, indem sie insbesondere einen **diskriminierungs-**

freien Netzzugang gewährleistet. Zum anderen soll sie die Netzinfrastruktur und das Engpassmanagement verbessern.

Mit fortschreitender Liberalisierung des Energiebinnenmarkts ist dessen Regulierung durch eine zunehmende Institutionalisierung charakterisiert. Nach dem Ersten Energiebinnenmarktpaket mussten die Mitgliedstaaten lediglich „**unabhängige Stellen**“ für die Beilegung von Streitigkeiten zwischen Energieunternehmen über den Zugang zum Strom- bzw. Erdgasnetz einrichten (Art. 20 Abs. 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG; Art. 21 Abs. 2 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 98/30/EG). Das Zweite Energiebinnenmarktpaket ging darüber hinaus, indem es Mitgliedstaaten verpflichtete, eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als **nationale Regulierungsbehörde** zu betrauen, die von den Interessen der Strom- bzw. Erdgaswirtschaft vollkommen unabhängig sein muss (Art. 23 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG; Art. 25 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2003/55/EG). Demnach mussten Regulierungsbehörden zumindest Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Markts sicherstellen und bestimmte Überwachungsaufgaben wahrnehmen. Insbesondere oblag es ihnen, die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Strom- bzw. Gasnetzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung bzw. Fernleitung und die Verteilung, festzulegen oder zu genehmigen. Das Dritte Energiebinnenmarktpaket sieht eine weitere Stärkung der Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörden vor. Diese sind nunmehr vollkommen unabhängig und somit bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben keinen direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen unterworfen (Art. 35 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 39 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG). Eine ihrer Hauptaufgaben ist die Durchführung des Zertifizierungsverfahrens für Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (Art. 10 ff. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 10 ff. Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG), wobei insbesondere geprüft wird, ob diese den Entflechtungsvorgaben entsprechen. Zudem sind die Regulierungsbehörden dafür verantwortlich, die Fernleitungs- oder Verteilungstarife bzw. die entsprechenden Methoden festzulegen oder zu genehmigen (Art. 37 Abs. 1 lit. a Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 41 Abs. 1 lit. a Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG). Sie können nunmehr gegenüber Elektrizitäts- bzw. Erdgasunternehmen bindende Entscheidungen treffen, Untersuchungen zur Funktionsfähigkeit der Strom- und Erdgasmärkte durchführen, bestimmte Informationen einfordern und Sanktionen verhängen (Art. 37 Abs. 4 lit. a–d Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 41 Abs. 4 lit. a–d Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG).

Bereits im Jahr 2000 schlossen sich zehn nationale Regulierungsbehörden zum Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden (**Council of European Energy Regulators, CEER**)¹²⁰ zusammen, der als Nichtregierungsorganisation mit Sitz in Brüssel organisiert ist. CEER dient als Plattform sowohl für die Kooperation und den Austausch „bewährter Praktiken“ zwischen den nationalen Regulierungsbehörden als auch für die Zusammenarbeit mit EU-Institutionen. Derzeit sind im CEER die Regulierungsbehörden der 28 EU-Mitgliedstaaten sowie Islands und Norwegens vertreten.

Das Dritte Energiebinnenmarktpaket [Art. 4 ff. Strom-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 714/2009; Art. 4 ff. Erdgas-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 715/2009] führte zur Gründung eines Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (**European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E**)¹²¹ und eines Verbunds der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (**European Network of Transmission System Operators for Gas, ENTSO-G**)¹²². Zu ihren Aufgaben zählt insbesondere, **Netzkodizes** zu erarbeiten, die von der Kommission angenommen werden [Art. 6 ff. Strom-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 714/2009; Art. 6 ff. Erdgas-Netzzugang-

¹²⁰ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME>.

¹²¹ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.entsoe.eu>.

¹²² Hierzu Informationen abrufbar unter <www.entsoe.eu>.

Verordnung (EG) Nr. 715/2009]. Die Netzkodizes enthalten die Vorgaben für die Nutzung der EU-weiten Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze einschließlich Regelungen zu Zugangsfragen und Fortentwicklung. Sie enthalten Regeln und Verfahren für die Netzsicherheit, den Datenaustausch, den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Zugangsdienste, Transparenzregeln, harmonisierte Übertragungs- bzw. Fernleitungsentgeltstrukturen sowie für die Energieeffizienz. Zudem wirken ENTSO-E und ENTSO-G an der Koordination des grenzüberschreitenden Netzbetriebs mit und erarbeiten jeweils alle zwei Jahre nicht bindende EU-weite **10-Jahres-Netzentwicklungspläne** bzw. **Ten-year Network Development Plans (TYNDP)**¹²³. Diese beinhalten eine Modellierung des EU-weiten Strom- bzw. Gasnetzes, die Entwicklung von Szenarien, eine Prognose zur Angemessenheit des Strom- bzw. Gasangebots und eine Bewertung der Belastbarkeit der Netze. Ferner geben ENTSO-E und ENTSO-G Empfehlungen für die Koordinierung der technischen Zusammenarbeit zwischen der EU und den Netzbetreibern ab. Schließlich obliegt es ihnen, jährliche Sommer- und Winterprognosen für die Versorgung mit Strom bzw. Gas zu erstellen.

Eine wesentliche institutionelle Weiterentwicklung durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket war die Gründung der europäischen **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER)**¹²⁴ mit Sitz im slowenischen Ljubljana.¹²⁵ Als EU-Agentur mit eigener Rechtspersönlichkeit, klaren Kompetenzen und der Befugnis für Einzelfallentscheidungen in spezifischen Fällen ersetzt ACER die im Zuge des Zweiten Energiebinnenmarktpaket 2003 gegründete informelle Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG). Die grundlegende Aufgabe von ACER ist es, die nationalen Regulierungsbehörden dabei zu unterstützen, die in den Mitgliedstaaten wahrgenommenen Regulierungsaufgaben auf EU-Ebene zu erfüllen und einzelstaatliche Maßnahmen auf EU-Ebene zu koordinieren [Art. 1 Abs. 2 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009]. Zu diesem Zweck kann die Agentur Stellungnahmen und Empfehlungen gegenüber den Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern, den nationalen Regulierungsbehörden sowie dem Europäischen Parlament, dem Rat oder der Kommission abgeben [Art. 4 lit. a–d und Art. 5 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009]. Im Einzelnen ist ACER insbesondere mit folgenden Aufgabenfeldern betraut:

- Mitwirkung bei der Entwicklung von Netzkodizes für den Strom- und Gassektor [Art. 6 Abs. 4 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009 i.V.m. Art. 6 Strom-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 714/2009 bzw. Art. 6 Erdgas-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 715/2009];
- Mitwirkung bei der Entwicklung der EU-weiten 10-Jahres-Netzentwicklungspläne für den Strom- und Gassektor [Art. 6 Abs. 3 lit. b und Abs. 4 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009 i.V.m. Art. 8 Abs. 3 Strom-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 714/2009 bzw. Art. 8 Abs. 3 Erdgas-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 715/2009];
- Entscheidung über die Modalitäten (Kapazitätsvergabe, Vergabezeitraum, Verteilung von Engpasseinnahmen, Nutzungsentgelte) [Art. 8 Abs. 2 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009] für den Zugang zu grenzüberschreitenden Strom- und Gasinfrastrukturen, die mindestens zwei Mitgliedstaaten verbinden [Art. 7 Abs. 7 i.V.m. Art. 8 ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009];

¹²³ ENTSO-E (2014): Ten-year Network Development Plan; ENTSO-G (2013) Ten-year Network Development Plan 2013–2022.

¹²⁴ Hierzu Informationen abrufbar unter <www.acer.europa.eu>.

¹²⁵ ACER-Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden; hierzu cepAnalyse v. 3.12.2007.

- Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte in Hinblick auf Marktmanipulation und Insiderhandel [Art. 7 Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts (REMIT)¹²⁶].

Ein weiteres zentrales Tätigkeitsfeld von ACER in Kooperation mit CEER sind die **Regionalen Initiativen**, in deren Rahmen Hindernisse bei der Schaffung eines EU-weiten Energiebinnenmarktes zunächst in Energieregionen für Strom und Gas innerhalb der EU abgebaut werden sollen. Hierzu wurden 2006 Pilotprojekte für den Strom- und den Gassektor gestartet, in denen jeweils mehrere Nachbarstaaten und deren Regulierungsbehörden gemeinsam mit der Kommission, Unternehmen und anderen Interessengruppen Lösungen erarbeiten, um die verschiedenen nationalen Energiemärkte schrittweise in einen EU-weiten Energiebinnenmarkt zu integrieren („**market coupling**“). ACER überwacht die Aktivitäten der Regionalen Initiativen und berichtet hierüber.¹²⁷ Im Strombereich umfasst die **Electricity Regional Initiative (ERI)** insgesamt sieben sich zum Teil überschneidende Stromregionen: (1) Baltikum: Estland, Lettland, Litauen; (2) Zentral-Ost: Deutschland, Österreich, Polen, Slowakische Republik, Ungarn, Slowenien, Tschechische Republik; (3) Zentral-Süd: Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Slowenien; (4) Zentral-West: Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande; (5) Nord: Dänemark, Deutschland, Finnland, Norwegen, Polen, Schweden; (6) Süd-West: Frankreich, Portugal, Spanien; (7) Frankreich, Irland, Großbritannien. Im Gassektor besteht die **Gas Regional Initiative (GRI)** aus insgesamt drei Gasregionen: (1) Nord-West: Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Großbritannien, Irland, Luxemburg, Niederlande, Norwegen (Beobachter), Schweden; (2) Süd-Süd-Ost: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Ungarn, Rumänien, Tschechische Republik, Slowakische Republik, Slowenien, Zypern; (3) Süd: Frankreich, Portugal, Spanien.

3.2.1.3. Verbraucherschutz

In Bezug auf den Verbraucherschutz brachte das Dritte Energiebinnenmarktpaket graduelle Veränderungen.¹²⁸ Festgehalten wird an der Marktöffnung für alle Kunden, die seit dem 1. Juli 2007 ihren Lieferanten für Strom oder Gas frei wählen können. Weitere Verbraucherschutzregeln sind sowohl hinsichtlich der Strom- als auch hinsichtlich der Erdgasversorgung vorgesehen (Art. 3 i.V.m. Anhang I Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG; Art. 3 i.V.m. Anhang I Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG). So müssen die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass alle Haushaltskunden und ggf. auch Kleinunternehmen, die weniger als 50 Personen beschäftigen und einen Jahresumsatz oder eine Jahresbilanzsumme von höchstens 10 Mio. € haben, über eine Grundversorgung mit Strom verfügen. Die Mitgliedstaaten müssen insbesondere sicherstellen, dass für „schutzbedürftige Kunden“ ein angemessener Schutz besteht. In diesem Zusammenhang definiert jeder Mitgliedstaat sein Konzept des „schutzbedürftigen Kunden“, das sich auf „Energiearmut“ sowie auf das Verbot beziehen kann, solche Kunden in schwierigen Zeiten von der Energieversorgung auszuschließen. Zudem müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Kunden unter Einhaltung ihrer Vertragsbedingungen schnell und unkompliziert zu einem neuen Lieferanten wechseln können. Insgesamt haben die Mitgliedstaaten einen hohen Verbraucherschutz zu gewährleisten, insbesondere in Bezug auf die Transparenz der Vertragsbedingungen, allgemeine Informationen und Streitbeilegungsverfahren.

¹²⁶ Hierzu cepAnalyse v. 28.2.2011.

¹²⁷ Vgl. z.B. ACER, Regional Initiatives Progress Report 2013 – Final Steps towards the 2014 Deadline.

¹²⁸ Zur Auslegung der Verbraucherschutzregelungen vgl. Kommissionsdokument v. 22.1.2010, Interpretative Note on Directive 2009/72/EC and Directive 2009/73/EC: Retail Markets.

3.2.1.4. Vollendung des Energiebinnenmarkts

Bereits vor dem Inkrafttreten des Dritten Energiebinnenmarktpakets am 3. März 2011 zeichnete sich ab, dass dessen Umsetzung in den Mitgliedstaaten nur schleppend und nicht fristgerecht verlief. Vor diesem Hintergrund haben die Staats- und Regierungschefs im Europäischen Rat im Februar 2011 das Ziel ausgegeben, den **Energiebinnenmarkt bis Ende 2014 zu vollenden**.¹²⁹ Demzufolge sollen bis Ende 2014 die bestehenden Rechtsvorschriften des Dritten Energiebinnenmarktpakets vollständig umgesetzt sein und die Regulierungsbehörden ausreichend Mittel zur Verfügung gestellt bekommen haben, um die Einhaltung der Rechtsvorschriften zu überwachen. Die Kommission kritisierte 2012 die zögerliche Umsetzung der Mitgliedstaaten und kam zu dem Schluss, dass das Ziel, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vollenden, nicht erreicht werde.¹³⁰ Seit September 2011 hat die Kommission zahlreiche Vertragsverletzungsverfahren gegen die Mitgliedsstaaten eingeleitet, die die Richtlinien des Dritten Energiebinnenmarktpakets „noch nicht vollständig oder nicht ordnungsgemäß“ umgesetzt haben.

3.2.1.4.1. Entflechtung

Ein wesentlicher Bereich, in dem die Kommission die Nichterfüllung des Dritten Energiebinnenmarkts ahndet, betrifft die unzureichende oder verzögerte Entflechtung vertikal integrierter Energieunternehmen. So verklagte sie Irland im Februar 2014 vor dem EuGH, da es trotz mehrfacher Aufforderungen die von der Kommission geforderte Trennung zwischen Stromnetzbetreiber und Stromerzeugern nicht vollumfänglich in nationales Recht umgesetzt hatte.¹³¹ Derzeit prüft die Kommission die von den nationalen Behörden an die Kommission übermittelten Genehmigungsverfahren für Übertragungsnetze für Strom und Gasfernleitungsnetze. Die Mehrheit der vertikal integrierten Unternehmen im Stromsektor hat sich für das Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung (32 von 49) entschieden, während im Gassektor das Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung (19 von 47) seltener gewählt wurde als das Modell des unabhängigen Fernleitungsnetzbetreibers (23 von 47).¹³²

3.2.1.4.2. Wettbewerb und Marktkopplung

Trotz der zögerlichen Umsetzung der Rechtsakte des Dritten Energiebinnenmarktpakets verwies die Kommission auf deutliche Verbesserungen im Energiebinnenmarkt.¹³³ So sind mindestens 14 europäische Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen in mehr als einem Mitgliedstaat tätig und in zwanzig Mitgliedstaaten gibt es mehr als drei Hauptstromlieferanten. Verbraucher können heute in vielen Mitgliedstaaten auf einfache Weise die Strom- und Gaspreise vergleichen und den Anbieter wechseln. Zudem hat die zunehmende Kopplung der nationalen Energiemärkte im Rahmen der Regionalen Initiativen zu einer Ausweitung der Großhandelsmärkte geführt, was den Wettbewerb unter den Energieerzeugern und die Versorgungssicherheit erhöht hat. So waren die Großhandelspreise in den zwei Jahren nach Beginn des Market-Couplings in der Region Zentral-West in 60 % der Stunden innerhalb der Region identisch.¹³⁴ An Bedeutung gewinnt auch die Verbindung der einzelnen regionalen Teilmärkte. Beispielhaft dafür ist das North Western European Price Coupling (NWE), ein im Februar 2014 gestartetes Pilotprojekt für einen gemeinsamen Stromhandel von 14 nord- und westeuropäischen Mitgliedstaaten sowie Norwegen. Unter Beteiligung der jeweiligen

¹²⁹ Europäischer Rat v. 4.2.2014, Schlussfolgerungen, EUCO 2/1/11 REV 1, S. 2.

¹³⁰ Kommissionsmitteilung COM(2012) 663 „Ein funktionierender Energiebinnenmarkt“, S. 3; hierzu cepAnalyse Nr. 05/2013.

¹³¹ Europäische Kommission, Pressemitteilung v. 20.02.2014, „Energiebinnenmarkt: Kommission verklagt Irland wegen unvollständiger Umsetzung der EU-Vorschriften“.

¹³² Vgl. <http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/certification_en.htm>.

¹³³ Kommissionsmitteilung COM(2012) 663, S. 3 f.

¹³⁴ European Energy Exchange (2013): Geschäftsbericht 2012, S. 18.

Netzbetreiber und Strombörsen fand eine Marktkopplung zu einem gemeinsamen Day-Ahead-Strommarkt statt, auf den 75 % des Stromverbrauchs in der EU entfallen.¹³⁵

3.2.1.4.3. Energiepreise und staatliche Markteingriffe

Trotz der zunehmenden Integration der Großhandelsmärkte in den EU-Binnenmarkt bemängelt die Kommission, dass ein damit verbundenes Absinken der Großhandelspreise für Strom und Gas nicht in allen Mitgliedstaaten an die Endkunden weitergegeben wird.¹³⁶ Auch unterscheiden sich die Endkundenpreise für Strom und Erdgas zwischen den Mitgliedstaaten weiterhin deutlich; eine Annäherung ist in den letzten Jahren ausgeblieben. Die Kommission begründet dies mit der weiterhin hohen Marktkonzentration im Energiesektor in einigen Mitgliedstaaten. So wird weiterhin in acht Mitgliedstaaten mehr als 70 % des Stroms durch einen etablierten Versorger erzeugt.¹³⁷ Zudem sind Energiepreise aufgrund politischer Einflussnahme oftmals nicht hinreichend flexibel. Die Kommission fordert die Mitgliedstaaten daher auf, auf sozialpolitisch motivierte Energiepreisregulierungen zu verzichten.¹³⁸ Außerdem nutzen noch zu wenige Verbraucher die Möglichkeit, ihren Strom- und Gasversorger zu wechseln, wodurch ihnen laut Kommission ein jährliches Einsparpotenzial von 13 Mrd. € entgeht.

Die Kommission hat wiederholt auf die Bedeutung von niedrigen Energiepreisen für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen in der EU hingewiesen. Dabei bezieht sie sich nicht ausschließlich auf die reinen Erzeugungskosten. Vielmehr weist sie darauf hin, dass sowohl die Kosten für den Betrieb und den Ausbau der Netzinfrastruktur als auch der Anteil der Steuern und Abgaben an den Energieverbraucherpreisen in den letzten Jahren stark angestiegen ist.¹³⁹ Insbesondere haben nationale Abgaben, z.B. zur Finanzierung der Energie- und Klimapolitik, zugenommen. Diese Kosten staatlicher Eingriffe in den Energiemarkt, z.B. in Form nationaler Systeme zur Förderung erneuerbarer Energien, können die Energiepreise in der EU erhöhen und den Wettbewerb im Energiebinnenmarkt verzerren.

Um der dadurch drohenden Fragmentierung des Energiebinnenmarktes entgegenzuwirken, hat die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission im Oktober 2013 unverbindliche Leitlinien¹⁴⁰ veröffentlicht, an denen sich die Mitgliedstaaten bei staatlichen Eingriffen in den Strommarkt orientieren sollen. Diese umfassen insbesondere eine stärkere Kosteneffizienz bei energie- und umweltpolitischen Maßnahmen wie der staatlichen Finanzierung für die Vorhaltung von Erzeugungskapazität zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung („Kapazitätsmechanismen“)¹⁴¹, die staatliche Förderung erneuerbarer Energien¹⁴² und politische Maßnahmen zur Steigerung der Stromnachfrageflexibilität¹⁴³. Parallel dazu hat die Generaldirektion Wettbewerb der Kommission im April 2014 Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020¹⁴⁴

¹³⁵ Europäische Kommission, Pressemitteilung v. 04.02.2014, „Progress towards the Internal Energy Market 2014: Pilot project for EU wide electricity trade starts today“.

¹³⁶ Kommissionsmitteilung COM(2014) 21 „Energiepreise und -kosten in Europa“, S. 9; hierzu cepAnalyse Nr. 20/2014.

¹³⁷ Kommissionsmitteilung COM(2012) 663, S. 3.

¹³⁸ Kommissionsmitteilung COM(2014) 21, S. 9.

¹³⁹ Ebenda, S. 7 f.

¹⁴⁰ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243 „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“.

¹⁴¹ Kommissionsleitlinien SWD(2013) 438 „Generation Adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions“; hierzu cepAnalyse Nr. 17/2014.

¹⁴² Kommissionsleitlinien SWD(2013) 439 „European Commission guidance for the design of renewables support schemes“; hierzu cepAnalyse Nr. 13/2014.

¹⁴³ Kommissionsleitlinien SWD(2013) 442 „Incorporating demand side flexibility, in particular demand response, in electricity markets“; hierzu cepAnalyse Nr. 25/2014.

¹⁴⁴ Kommissionsmitteilung „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020“, in: ABIEU C 200 v. 28.06.2014, S. 1 ff; zu dem Kommissionsentwurf v. 18.12.2013 vgl. Bonn, M.; Heitmann, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepStudie Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien.

angenommen, an denen sie sich ab Juli 2014 bei ihrer beihilferechtlichen Beurteilung von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen der Mitgliedstaaten orientieren wird. Diese Leitlinien umfassen insbesondere die staatliche Förderung erneuerbarer Energien und deren Finanzierung (s. Kapitel 3.5.). Demnach sollen einheitliche Regeln gelten, inwieweit energieintensive Unternehmen zukünftig von energie- und umweltbezogenen Steuern und Abgaben befreit werden dürfen. Dadurch soll einerseits ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Unternehmen in Drittstaaten gewährleistet, andererseits der Wettbewerb in den betroffenen Sektoren innerhalb der EU nicht verzerrt werden.

3.2.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energiebinnenmarkt

Die Verwirklichung des Energiebinnenmarkts ist eine große Herausforderung für die EU-Energiepolitik. Wenn sich EU-weit die Vorteile eines Energiebinnenmarkts nutzen lassen, dann profitieren Verbraucher vom Wettbewerb auf der Anbieterseite und die Versorgungssicherheit (s. Kapitel 3.3.) erhöht sich durch eine größere Vielfalt der im Markt befindlichen Energieanbieter. Der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion (s. Kapitel 3.5.) wird langfristig nur zu bewältigen sein, wenn sich die Schwankungen der erzeugten Elektrizität über den Binnenmarkt verteilen lassen. Voraussetzung hierfür sind weitere politische Entscheidungen zum Abbau von Handelshemmnissen, die Normung von technologischen Schnittstellen und massive Investitionen in die Energieinfrastruktur (s. Kapitel 3.6.).

3.2.2.1. Entflechtung

Mit den im Dritten Energiebinnenmarktpaket vorgeschriebenen Regeln zur Entflechtung von vertikal integrierten Energieunternehmen und zur Sicherung des diskriminierungsfreien Netzzugangs sind wichtige Schritte für die Schaffung eines Energiebinnenmarkts eingeleitet worden. Gegenüber Gütern, die unabhängig von einer speziellen Infrastruktur über alle Landesgrenzen handelbar sind, beansprucht der leitungsgebundene Markt für Erdgas und Strom mehr Regulierung, um einen weitestgehend freien Wettbewerb im Binnenmarkt zu gewährleisten. Aufgrund der hohen Baukosten lohnt es sich wirtschaftlich nicht, neben einer bereits bestehenden Leitung noch eine zusätzliche zum Zweck einer erhöhten Konkurrenz zu errichten. Demnach stellen Unternehmen, die Gasfernleitungen oder Stromübertragungsnetze betreiben, üblicherweise sog. „natürliche Monopole“ dar, die sich über Netzgebühren finanzieren müssen. Eine starke staatliche Regulierung muss verhindern, dass durch den Mangel an Wettbewerb übermäßig hohe Gebühren von den Betreibern festgelegt werden. Demgegenüber stehen die Energieerzeuger in liberalisierten Strommärkten im Wettbewerb zueinander. Dieser Wettbewerb kann aber nur garantiert werden, wenn gewährleistet ist, dass die Energieerzeuger keinen Einfluss auf die geschäftlichen Aktivitäten der Netzbetreiber haben, um z.B. den Netzzugang gegenüber Dritten zu verwehren.

Allerdings verläuft die Umsetzung durch die Mitgliedstaaten relativ schleppend. Auch Jahre nach Inkrafttreten der Richtlinien haben noch nicht alle Mitgliedstaaten die Entflechtungsregeln in nationales Recht umgesetzt. Die Kommission sollte weiterhin die Bemühungen der Mitgliedstaaten zur Umsetzung der Entflechtungsregeln prüfen und gegebenenfalls Vertragsverletzungsverfahren einleiten.

3.2.2.2. Regionale Initiativen

Ein rein auf die nationale Versorgung ausgerichteter Energiemarkt kann zu nationalen „Energieinseln“ führen und einen grenzüberschreitenden Energiehandel im Binnenmarkt verhindern. Die Regionalen Initiativen sind daher wichtige Zwischenschritte bei der Integration der nationalen Energiemärkte in einen gemeinsamen Energiebinnenmarkt. Dieser „bottom-up“-Ansatz hat den

Vorteil, dass zunächst auf regionaler Ebene Erfahrungen der Marktkopplung gesammelt werden können, bevor ein schrittweiser Zusammenschluss der einzelnen Teilmärkte erfolgt. Dabei muss jedoch frühzeitig darauf geachtet werden, dass nicht Maßnahmen ergriffen werden, die eine zukünftige Integration hin zu einem Energiebinnenmarkt erschweren. Insofern sind Projekte wie das North Western European Price Coupling zu begrüßen, da sie einer Zementierung von einzelnen regionalen Teilmärkten entgegenwirken, indem sie diese miteinander verbinden. Ein ausgebauter Energiebinnenmarkt in der EU eröffnet aus der Perspektive der Verbraucher eine höhere Auswahl an Stromerzeugern.¹⁴⁵ Für die Energiepolitik der Mitgliedstaaten bedeutet dies, dass sie zwar noch Einfluss auf den Energiemix in ihrem Hoheitsgebiet auf Erzeugerseite haben, aber Einfluss auf die Zusammensetzung des tatsächlich nachgefragten Energiemixes verlieren.

3.2.2.3. Verbraucherschutz

Dass auch private Haushalte und kleine Unternehmen heute ihren Strom- und Gaslieferanten weitestgehend frei wählen können, erhöht den Wettbewerb unter den Energielieferanten und sollte dadurch auch die Preise für die Stromverbraucher senken. Die Kommission beklagt aber zu Recht, dass eine weiterhin hohe Marktkonzentration in einigen Mitgliedstaaten und staatliche Preisregulierungen Energiepreissenkungen zu Gunsten der Verbraucher verhindern. So ist es für Stromverbraucher eines Mitgliedstaats wenig hilfreich, dass sie ihren Strom- oder Gasanbieter zwar theoretisch wechseln könnten, dies aber dadurch verhindert wird, dass es in dem Land nur einen Anbieter gibt. Warum sich ein verstärkter Wettbewerb auf den Großhandelsmärkten nur sehr schwach auf den Endkundenmarkt auswirkt, bedarf weiterer Untersuchungen. Daher ist es zu begrüßen, dass die Kommission im Januar 2014 eine Konsultation zu diesem Thema durchgeführt hat.

3.2.2.4. Energiepreise und staatliche Eingriffe in den Energiebinnenmarkt

Dass die bereits getätigten Maßnahmen zur Schaffung eines Energiebinnenmarkts bislang nicht verhindert haben, dass die Energiepreise für die Energieverbraucher weiter ansteigen und sich diese in der EU weiterhin stark unterscheiden, liegt, wie die Kommission zutreffend feststellt, auch an steigenden Steuern und Abgaben im Zusammenhang mit der Energienutzung. Durch die von der Kommission geforderte stärkere Kosteneffizienz bei energie- und umweltpolitischen Maßnahmen der Mitgliedstaaten lassen sich die Steuern und Abgaben zur Finanzierung dieser Maßnahmen und damit die Energiekosten reduzieren.

Partielle Befreiungen von Steuern und Abgaben für global agierende stromintensive Unternehmen können deren strompreisbedingte Wettbewerbsnachteile gegenüber Nicht-EU-Unternehmen reduzieren. Einheitliche Kriterien für solche Vergünstigungen können zumindest teilweise verhindern, dass es zu Wettbewerbsverzerrungen im EU-Binnenmarkt kommt. Allerdings ist eine Abgrenzung, ob und wie stark ein Unternehmen z.B. von der Finanzierung der Erneuerbaren-Energien-Förderung zum Schutz ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit befreit werden muss, nur schwer möglich. Die Kommission weist in diesem Zusammenhang zu Recht darauf hin, dass sich durch die partielle Begünstigung stromintensiver Unternehmen die Steuer- und Abgabenbelastungen für alle anderen Stromverbraucher erhöhen. Da auch stromintensive und nicht stromintensive Unternehmen miteinander konkurrieren können, sind demnach zusätzliche Wettbewerbsverzerrungen nicht ausgeschlossen. Ein fairer Wettbewerb im Binnenmarkt kann zudem nicht allein dadurch erreicht werden, dass die Regeln zur Steuer- und Abgabentlastung in der EU einheitlich sind. Dies wäre nur dann gewährleistet, wenn auch die energie- und umweltpolitischen Steuer- und Abgabensysteme selbst einheitlich sind. Da sich aber die Systeme zur Förderung erneuerbarer

¹⁴⁵ Dies muss nicht bedeuten, dass Strommengen tatsächlich quer durch die gesamte EU transportiert werden müssen. Vgl. Erdmann, G.; Zweifel, P. (2008): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen, S. 304.

Energien und damit auch die Kosten für deren Finanzierung in der EU deutlich unterscheiden, müssen die Unternehmen in den Mitgliedstaaten mit besonders umfangreicher Erneuerbaren-Energien-Förderung auch stärker von deren Finanzierung entlastet werden als Unternehmen in Mitgliedstaaten mit einer weniger umfangreichen Erneuerbaren-Energien-Förderung.

3.3. Energieversorgungssicherheit

Energieversorgungssicherheit

Ziel:

- ▶ Sicherung der Energieversorgung in der EU

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV: Energieversorgungssicherheit
- ▶ Art. 122 Abs. 1 AEUV: gravierende Versorgungsschwierigkeiten

EU-Regulierungsrahmen:

- ▶ Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung: Mitteilung COM(2014) 330
- ▶ Sicherung der Erdgasversorgung: Verordnung (EU) Nr. 994/2010
- ▶ Mindestbevorratung von Erdöl: Richtlinie 2009/119/EG
- ▶ Sicherheit der Elektrizitätsversorgung: Richtlinie 2005/89/EG
- ▶ Elektrizitätsbinnenmarkt: Richtlinie 2009/72/EG

3.3.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieversorgungssicherheit

Die Wirtschaftsleistung der EU-Mitgliedstaaten und der Wohlstand ihrer Bürger sind im hohen Maße von einer sicheren Energieversorgung abhängig. Störungen in Form von Stromausfällen oder Lieferengpässen bei Erdöl oder Erdgas können gravierende wirtschaftliche und soziale Schäden verursachen. Sie können je nach Energieträger unterschiedliche Ursachen haben. So ist die EU bei der Versorgung mit fossilen Brennstoffen von Importen aus Nicht-EU-Staaten abhängig. Vor allem im Strombereich können Versorgungsunsicherheiten aber auch aufgrund einer unzureichenden Infrastruktur oder fehlender Anreize für Investitionen in die Erzeugungskapazität entstehen.

Die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wird durch deren weiterhin hohen Anteil am Energiemix der EU verdeutlicht. Trotz der wachsenden Zahl erneuerbarer Energien wurden 2012 ca. drei Viertel des Bruttoinlandsenergieverbrauchs¹⁴⁶ durch die fossilen Energieträger Erdgas, Erdöl und feste Brennstoffe wie Stein- und Braunkohle gedeckt (s. Abb. 19). Dabei übersteigt der Bedarf an fossilen Energieträgern deren Förderung aus heimischen Quellen deutlich, so dass die Mitgliedstaaten 53 % ihres Bruttoinlandsenergieverbrauchs von fossilen Energieträgern aus Nicht-EU-Staaten importieren müssen. Besonders hoch ist diese „Importabhängigkeit“ bei Erdöl (90 %) und Erdgas (66 %), etwas geringer bei festen Brennstoffen (42 %). Zudem hat die Abhängigkeit vom Import dieser drei fossilen Brennstoffe aus Nicht-EU-Staaten zwischen 2002 und 2012 zugenommen (s. Abb. 20).

Die Energieimporte der EU kosten über 1 Mrd. € pro Tag, 2013 beliefen sie sich auf ca. 400 Mrd. €.¹⁴⁷ Da die in der EU vorhandenen Quellen zur Förderung fossiler Energieträger in der EU zukünftig immer weniger den heimischen Bedarf decken können, wird der Importanteil weiter zunehmen.

¹⁴⁶ Der „Bruttoinlandsenergieverbrauch“ ist der gesamte Energiebedarf eines Landes oder einer Region. Er umfasst den Eigenverbrauch der Energiewirtschaft, Netz- und Umwandlungsverluste sowie den energetischen Endverbrauch.

¹⁴⁷ Kommissionsmitteilung COM(2014) 330 „Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung“, S. 2 f.

Besonders bei Erdöl und Erdgas kommt erschwerend hinzu, dass die Zahl potenzieller Lieferländer beschränkt ist, da sich die natürlichen Vorkommen – anders als bei Kohle – regional sehr stark konzentrieren.

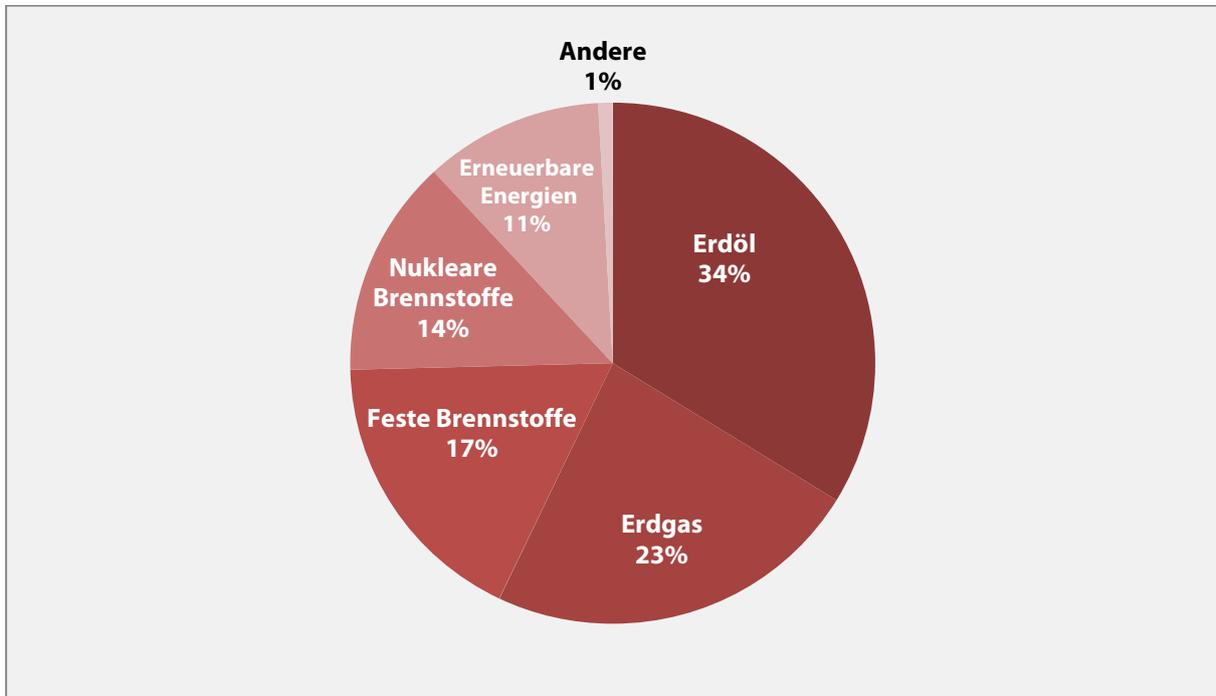


Abbildung 19: Anteil der Energieträger am Bruttoinlandsenergieverbrauch der EU (2012)

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2014a)¹⁴⁸

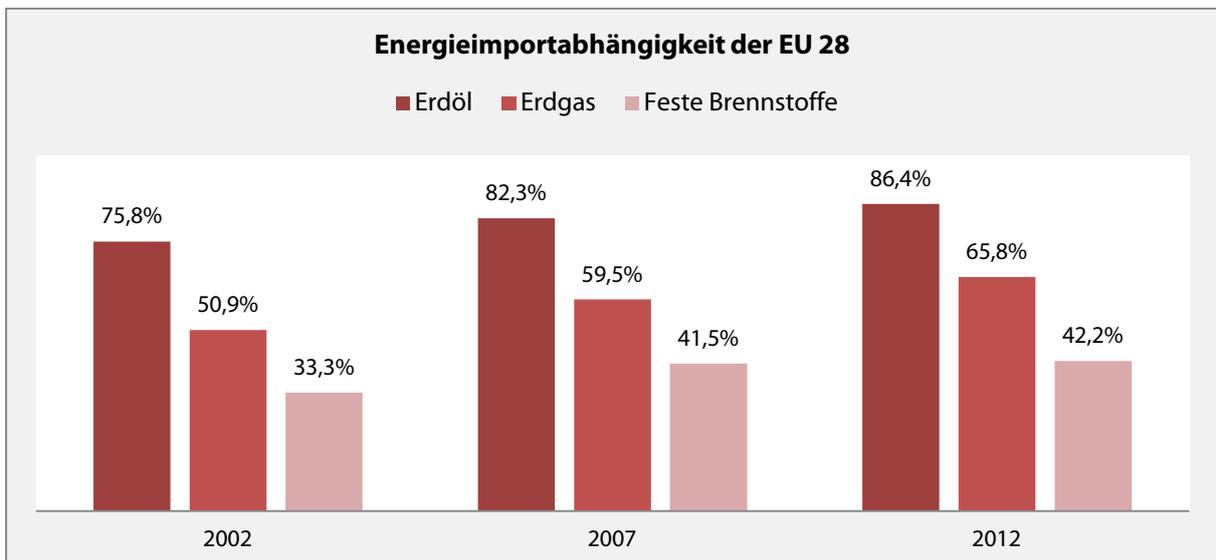


Abbildung 20: Abhängigkeit der EU vom Import fossiler Energieträger¹⁴⁹

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2014b)¹⁵⁰

¹⁴⁸ Vgl. <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00095&plugin=0>>.

¹⁴⁹ Die Energieabhängigkeit zeigt, inwieweit sich eine Wirtschaft auf Importe verlässt, um ihren eigenen Energiebedarf zu decken. Sie wird als Nettoimport dividiert durch die Summe des Bruttoinlandsenergieverbrauchs berechnet.

¹⁵⁰ Vgl. <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=tsdcc310>>.

Bei Erdgas wird das Problem der Importabhängigkeit durch die Gebundenheit an bestehende Leitungssysteme noch verstärkt. Investitionen in transnationale Pipelines, Gasspeicheranlagen oder Häfen zum Anlanden von Flüssiggas, die Erdgasimporte diversifizieren könnten, sind mit hohen Kosten verbunden und nicht kurzfristig realisierbar. Durch die bestehende Infrastruktur ist zum einen die Zahl der potenziellen Lieferländer zusätzlich beschränkt. Zum anderen ergeben sich Abhängigkeiten von bestimmten Transitländern. Wie anfällig die europäische Energieversorgung für diesbezügliche Störungen ist, hat die russisch-ukrainische Gaskrise im Januar 2009 gezeigt. Auch der Russland-Ukraine-Konflikt 2014 hat Bedenken hinsichtlich einer allzu hohen Abhängigkeit von russischen Gasimporten und drohenden Versorgungsausfällen weiter verstärkt. Weiterhin sind einige osteuropäische Mitgliedstaaten aufgrund ihrer einseitig ausgelegten Erdgasversorgungsinfrastruktur nahezu vollständig auf Russland als Gaslieferanten angewiesen. Insgesamt bezieht die EU ca. 40 % ihrer Gasimporte aus Russland.

Risiken für die Energieversorgungssicherheit können auch EU-interne Ursachen haben. Eine zunehmende Rolle spielen insoweit gerade auch Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Instrumenten, die z.B. primär auf eine Stärkung des Wettbewerbs abzielen oder zum Klimaschutz beitragen sollen. Diese Instrumente können sowohl positive als auch negative Wirkungen auf die Energieversorgungssicherheit haben. So reduziert im Stromsektor der zunehmende Anteil staatlich geförderten Stroms aus erneuerbarer Wind- und Sonnenenergie zwar einerseits die Abhängigkeit von Energieimporten aus dem Ausland (s. Kapitel 3.3.); da diese Art der Stromerzeugung aber stark fluktuiert, stellt er andererseits die Netzbetreiber vor die Herausforderung, die für eine unterbrechungsfreie und stabile Stromversorgung notwendige Frequenz von 50 Hertz aufrechtzuerhalten. Da Strom nur in geringem Ausmaß gespeichert werden kann, bedarf es eines Überschusses an Erzeugungsleistung (Reservekraftwerke), um die Stromnachfrage auch in wind- und sonnenarmen Zeiten bedienen zu können. Maßnahmen zur Stärkung des Energiebinnenmarkts (s. Kapitel 3.2.) und Investitionen in die Energieeffizienz (s. Kapitel 3.4.) sowie die Energieinfrastruktur (s. Kapitel 3.6.) verbessern tendenziell auch die Versorgungssicherheit. Eine zunehmende Liberalisierung der Stromversorgung erhöht den Wettbewerb im Binnenmarkt, was die Großhandelspreise auf dem Strommarkt senkt, aber auch die Finanzierung von Reservekraftwerken zur Sicherung der Stromversorgung erschwert. In liberalisierten Elektrizitätsmärkten, in denen Stromerzeuger Einnahmen nur aus dem reinen Stromverkauf erzielen (**Energy-Only-Markt**), kann die Gefahr bestehen, dass Energieerzeuger nur geringe Anreize haben, in notwendige Reservekapazitäten zu investieren, so dass insofern eine zuverlässige Stromversorgung nicht gewährleistet ist. Da Strom kurzfristig nur schwer zu substituieren ist, sind Engpässe in der Elektrizitätsversorgung mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.

Zu den verschiedenen Zielen der europäischen Energiepolitik zählt neben dem Schutz des Klimas und der Wettbewerbsfähigkeit gemäß Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV auch die Sicherung der Energieversorgung. Verschiedene Ereignisse – wie die Öl-Krisen 1973 oder die russisch-ukrainische Gaskrise 2009 – haben auf EU-Ebene zu punktuellen Maßnahmen zur Sicherstellung der Energieversorgung geführt. Seit einigen Jahren wird zunehmend ein umfassender Ansatz verfolgt.

Im Hinblick auf die Bedrohung der Energieversorgung forderte der Europäische Rat im März 2007 in seinem **Aktionsplan (2007–2009) „Eine Energiepolitik für Europa“**¹⁵¹, dass durch verschiedene Maßnahmen „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ insbesondere im Falle einer Energieversorgungskrise ein Beitrag zur Versorgungssicherheit sowohl der EU insgesamt als auch jedes einzelnen Mitgliedstaates geleistet werden muss. Hiervon ausgehend legte die Kom-

¹⁵¹ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“), Anlage I, S. 18, Rn. 3.

mission im November 2008 – neben einem Grünbuch zu Energienetzen¹⁵² – den **EU-Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität**¹⁵³ vor, der fünf Maßnahmenschwerpunkte umfasst: (1) Förderung der Energieinfrastruktur und Diversifizierung der Energieversorgung; (2) EU-Außenbeziehungen im Energiebereich; (3) Vorratshaltung und Krisenreaktionsmechanismen für Erdöl und Erdgas; (4) Energieeffizienz und (5) verbesserte Nutzung eigener Energieressourcen der EU. Alarmiert durch den Konflikt zwischen Russland und der Ukraine 2013/2014, bei dem Gaslieferungen eine zentrale Rolle spielten, veröffentlichte die Europäische Kommission im Mai 2014 eine **Europäische Strategie für eine sichere europäischen Energieversorgung**¹⁵⁴, die folgende Aktionsbereiche umfasste: (1) Sofortmaßnahmen gegen größere Versorgungsstörungen im Winter 2014/2015; (2) Stärkung von Notfall- bzw. Solidaritätsmechanismen; (3) Dämpfung der Energienachfrage; (4) Aufbau eines vollständig integrierten Binnenmarkts; (5) Steigerung der EU-internen Energieerzeugung; (6) Weiterentwicklung von Energietechnologien; (7) Diversifizierung der Energielieferungen aus Drittländern und der damit verbundenen Infrastrukturen; (8) bessere Koordinierung der nationalen Energiepolitiken und des Auftretens in der externen Energiepolitik.

Vor dem Hintergrund der starken Abhängigkeit der EU vom Import fossiler Energieträger spielen sowohl die präventive Einlagerung von Mindestreserven an Erdöl und Erdgas als auch Mechanismen zur schnellen Reaktion im Krisenfall selbst eine zentrale Rolle, um die störungsfreie Energieversorgung in der EU zu gewährleisten. Neben der allgemeinen Kompetenzgrundlage des Art. 194 Abs. 1 lit. b AEUV zur Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit ermächtigt insoweit Art. 122 Abs. 1 AEUV den Rat, „im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“ auf Vorschlag der Kommission Maßnahmen zu beschließen, falls „gravierende Schwierigkeiten mit der Versorgung mit bestimmten Waren, vor allem im Energiebereich, auftreten“.

3.3.1.1. Sicherung der Erdgasversorgung

Erdgas ist eine wesentliche Komponente in der Energieversorgung der EU. Es dient hauptsächlich der Strom- und Wärmeerzeugung, deckt 23 % des Bruttoinlandsverbrauchs der EU und wird zu 66 % importiert, wobei 39 % der Erdgasimporte aus Russland, 33 % aus Norwegen und 22 % aus Nordafrika (Algerien und Libyen) stammen.¹⁵⁵ In den vergangenen Jahren haben die Nachfrage der EU-Mitgliedstaaten nach Erdgas, deren Abhängigkeit von Erdgasimporten sowie die Risiken bei der Erdgaslieferung und dem Transit durch Drittländer deutlich zugenommen. Allerdings sind nicht alle Mitgliedstaaten gleichermaßen von diesen Risiken betroffen. So unterscheiden sich die Mitgliedstaaten hinsichtlich des Anteils des Erdgases am Bruttoinlandsenergieverbrauch („Erdgasintensität“). Dieser beträgt in Schweden nur etwa 2 %, wohingegen er in Ungarn, den Niederlanden und Italien jeweils rund 40 % ausmacht. Die Mitgliedstaaten sind auch aufgrund eigener natürlicher Erdgasvorkommen in unterschiedlichem Ausmaß von Erdgasimporten abhängig. So können die Niederlande und Dänemark sogar mehr Erdgas exportieren als sie importieren müssen, wohingegen die meisten Mitgliedstaaten den überwiegenden Teil ihres Bruttoinlandsverbrauchs an Erdgas durch Importe decken müssen. Die Staaten, die wie z.B. Litauen und Italien sowohl eine hohe Erdgasintensität als auch eine hohe Importabhängigkeit haben, weisen in der Summe eine hohe Erdgasabhängigkeit auf (s. Abb. 21).

¹⁵² Kommissionsmitteilung KOM(2008) 782 „Hin zu einem sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen europäischen Energienetz“.

¹⁵³ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 781.

¹⁵⁴ Kommissionsmitteilung COM(2014) 330 „Strategie für eine sichere europäische Energieversorgung“; hierzu cepAnalyse Nr. 38/2014.

¹⁵⁵ Ebenda, S. 2.

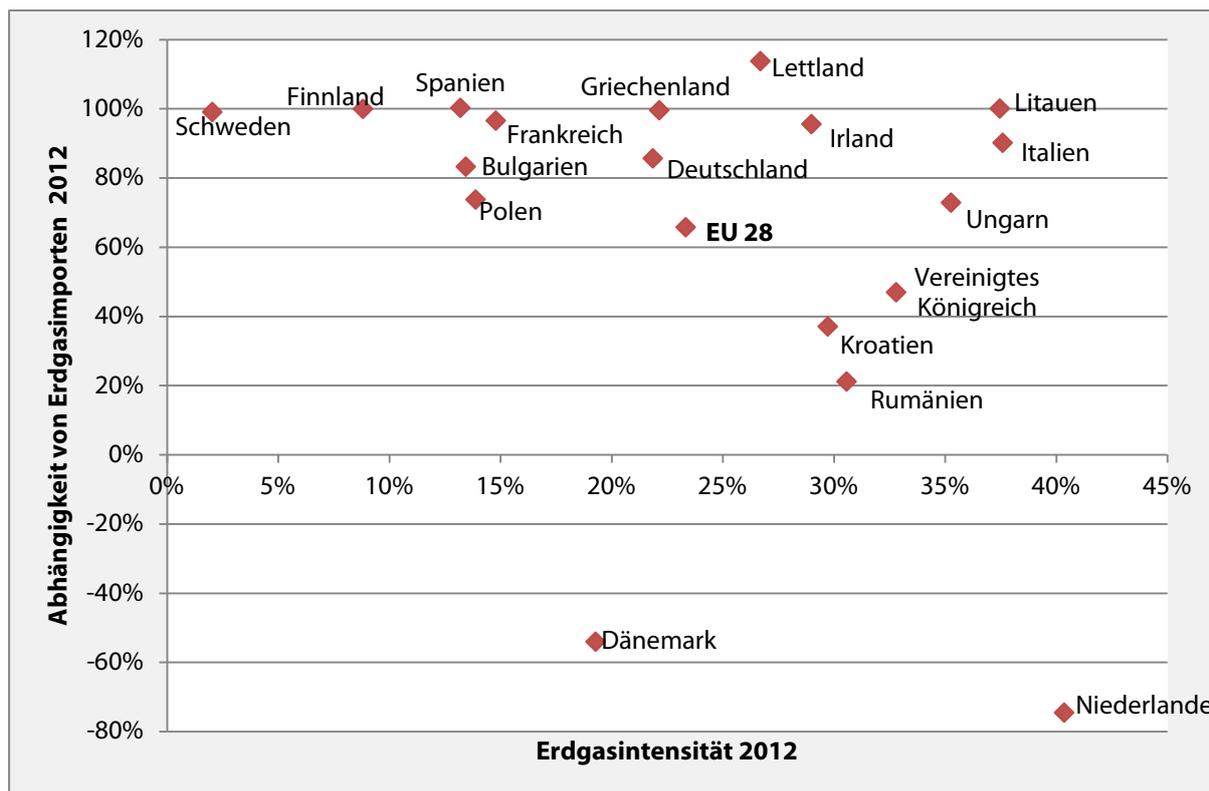


Abbildung 21: Abhängigkeit vom Import fossiler Brennstoffe und Erdgasintensität¹⁵⁶

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (2014a, b)¹⁵⁷

Bei der Importabhängigkeit muss außerdem die Diversifikation der Lieferländer berücksichtigt werden, da einige Mitgliedstaaten Gas überwiegend aus einem Nicht-EU-Staat beziehen. So beziehen die Slowakei und die Tschechische Republik jeweils 97 % ihres Erdgases aus Russland, Bulgarien 85 % und Deutschland immerhin noch 31 %. Estland, Finnland, Lettland und Litauen sind bei ihren Erdgasimporten zu 100 % von Russland abhängig. Andere westliche Mitgliedstaaten – Belgien, Großbritannien, Irland, die Niederlande, Portugal und Spanien – beziehen hingegen kein Gas aus Russland.¹⁵⁸

3.3.1.1. Vorgaben zur Vermeidung von Versorgungsausfällen

Mit der **Richtlinie 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung** (Erdgasversorgungssicherheit-Richtlinie 2004/67/EG) wurde auf EU-Ebene erstmals ein Rechtsrahmen geschaffen, der die Versorgung mit Erdgas gewährleisten und zudem dazu beitragen soll, die Funktionsfähigkeit des Erdgasbinnenmarkts auch bei einer Versorgungsstörung aufrechtzuerhalten. Auf Basis der Erdgasversorgungssicherheit-Richtlinie 2004/67/EG wurde die **Koordinierungsgruppe Erdgas** eingerichtet, die im Krisenfall den Informationsaustausch und die Festlegung gemeinsamer Maßnahmen zwischen den Mitgliedstaaten, der Kommission, der Erdgasindustrie und den Verbrauchern ermöglichen soll. Diese setzt sich aus Vertretern der zuständigen

¹⁵⁶ Die Erdgasimportabhängigkeit ist der Erdgasnettoimport dividiert durch die Summe des Bruttoinlandsverbrauchs an Erdgas. Die Energieintensität beschreibt den Erdgasanteil am Bruttoinlandsenergieverbrauch.

¹⁵⁷ Vgl. <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=tsdcc310>>; <<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00095&plugin=0>>.

¹⁵⁸ Vgl. Holz, F.; Engerer, H.; Kemfert, C.; Richter, M.; von Hirschhausen, C. (2014): European Natural Gas Infrastructure: The Role of Gazprom in European Natural Gas Supplies, S. 2.

Behörden, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), des ENTSO-G sowie der Interessenverbände der Erdgasindustrie und der Verbraucher zusammen.

Bereits 2008 hatte die Kommission festgestellt, dass die Erdgasversorgungssicherheit-Richtlinie 2004/67/EG unzureichend ist, um bei Störungen der Erdgasversorgung, die über den mit nationalen Maßnahmen beherrschbaren Umfang hinausgeht, zeitnah reagieren zu können.¹⁵⁹ Daher hatte sie 2008 im Rahmen des EU-Aktionsplans für Energieversorgungssicherheit und -solidarität¹⁶⁰ für 2010 die Vorlage eines Vorschlags zur Änderung der bestehenden Richtlinie angekündigt. Demnach sollten vor allem die Versorgungssicherheitsstandards und die im Voraus festgelegten Notfallmaßnahmen auf regionaler wie auf EU-Ebene stärker harmonisiert werden. Als Reaktion auf die russisch-ukrainische Gaskrise im Januar 2009, die zu einer Störung der durch die Ukraine geleiteten Erdgaslieferungen in die EU geführt hatte, legte die Kommission jedoch bereits im Juli 2009 einen Legislativvorschlag für eine Verordnung vor¹⁶¹, die die Erdgasversorgungssicherheit-Richtlinie 2004/67/EG ersetzen sollte. Mit der im Oktober 2010 in Kraft getretenen **Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung** werden „Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung“ erlassen, „damit der Erdgasbinnenmarkt reibungslos und ununterbrochen funktioniert“ [Art. 1 Erdgasversorgungssicherheit-Verordnung (EU) Nr. 994/2010]. Zu diesem Zweck sollen eine klare Bestimmung der Zuständigkeiten sowie eine Koordinierung der Maßnahmen auf Ebene der Mitgliedstaaten und der EU erfolgen. Jeder Mitgliedstaat muss einen Präventionsplan aufstellen, der Maßnahmen zur Eindämmung der Risiken für die sichere Erdgasversorgung umfasst (Art. 5). Die Verordnung regelt insbesondere die Maßnahmen zur Erfüllung des Infrastrukturstandards (Art. 6 und 7) und des Versorgungsstandards für „geschützte Verbraucher“ (Art. 8), die Risikobewertung (Art. 9) und die Aufstellung von Notfallplänen (Art. 10).

Versorgungsstandard für geschützte Verbraucher

Nach Auffassung der Kommission ist entscheidend, dass die Erdgasversorgung insbesondere für geschützte Verbraucher in den Ausnahmesituationen aufrechterhalten wird, wenn der Markt dazu nicht mehr in der Lage ist. Der Erdgasversorgungssicherheit-Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zufolge sind **„geschützte Verbraucher“** alle Privatkunden, die bereits an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind (Art. 8). Die Mitgliedstaaten können festlegen, dass hierzu auch kleine und mittlere Unternehmen zählen (Art. 2). Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass die „geschützten Verbraucher“ ausreichend mit Gas versorgt werden und zwar mindestens (Art. 8):

- an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit extremen Temperaturen, wie sie statistisch nur alle 30 Jahre vorkommen,
- über einen Zeitraum von 30 Tagen mit außergewöhnlich hohem Gasverbrauch, wie er statistisch nur alle 20 Jahre vorkommt,
- über einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur „bei durchschnittlichen Winterbedingungen“.

Infrastrukturstandard

Nach Meinung der Kommission kommt es für einen gut funktionierenden Erdgasbinnenmarkt im Hinblick auf mögliche Versorgungsstörungen darauf an, dass die Erdgasunternehmen rechtzeitig die notwendigen Investitionen in die eigene Produktion und Infrastruktur (z.B. in Verbindungslei-

¹⁵⁹ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 769 zur Richtlinie 2004/67/EG vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung.

¹⁶⁰ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 781.

¹⁶¹ Kommissionsvorschlag KOM(2009) 363 für eine Verordnung des über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG; hierzu cepAnalyse v. 05.10.2009 sowie Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2009): cepStudie Sichere Erdgasversorgung.

tungen oder Speichereinrichtungen) tätigen. Dementsprechend werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen „**Infrastrukturstandard**“ sicherzustellen (Art. 6 und 7). Dieser macht insbesondere zwei Vorgaben:

Nach dem „**n-1-Standard**“ müssen die Mitgliedstaaten bis Dezember 2014 dafür sorgen, dass bei Ausfall der größten Infrastruktur die verbleibende Infrastruktur („n-1“) in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die ausreicht, um selbst den Erdgasverbrauch in einer extremen Kaltwetterperiode, wie sie statistisch gesehen nur einmal in zwanzig Jahren auftritt, zu decken. Um zu ermitteln, ob die Infrastruktur in einem bestimmten Gebiet den „n-1-Standard“ einhalten kann, ist eine EU-weit einheitliche Methodik anzuwenden, die den Netzaufbau, die Lastflüsse sowie die Produktions- und Speicherkapazitäten berücksichtigt. Die Einhaltung des „n-1-Standards“ soll durch einen Indikator gemessen werden, der die bei Ausfall der größten Infrastruktur zur Verfügung stehende Gasmenge der täglichen Gasnachfrage im Krisenfall gegenüberstellt. Mehrere Mitgliedstaaten können ihre Verpflichtung zur Einhaltung des „n-1-Standards“ gemeinsam erfüllen. Allerdings erfüllten bereits 2009 vor Inkrafttreten der Erdgasversorgungssicherheit-Verordnung (EU) Nr. 994/2010 die meisten Mitgliedstaaten den „n-1-Standard“ oder hatten Investitionen zu dessen Erreichung geplant.¹⁶²

Darüber hinaus mussten die Fernleitungsnetzbetreiber bis Dezember 2013 an allen grenzüberschreitenden Gasfernleitungen Kapazitäten für den bilateralen Lastfluss (**Reverse-Flow-Kapazitäten**) sicherstellen, so dass Fernleitungen an allen Grenzkuppelstellen Erdgas in beide Richtungen transportieren können. Dadurch soll sich die Abhängigkeit von einseitigen Liefer Routen reduzieren. Zudem haben die Mitgliedstaaten dafür zu sorgen, dass jede neue Fernleitungsinfrastruktur durch eine ausreichende Anzahl von Ein- und Ausspeisepunkten die Versorgungssicherheit gewährleistet und zur Entwicklung einer gut vernetzten Infrastruktur beiträgt.

Risikobewertung

Die Erdgasversorgungssicherheit-Verordnung (EU) Nr. 994/2010 verpflichtet die Mitgliedstaaten, alle zwei Jahre eine „vollständige Bewertung der Risiken“ durchzuführen, die die Sicherheit der Erdgasversorgung gefährden (Art. 9). Dabei haben sie den Infrastruktur- und den Versorgungsstandard, „alle relevanten nationalen und regionalen Gegebenheiten“, verschiedene Szenarien bei einer „außergewöhnlich hohen Nachfrage“ und einer „Versorgungsstörung“ (z.B. Ausfall der wichtigsten Fernleitungsinfrastrukturen oder Störungen von Lieferungen aus einem Drittland) sowie die „Interaktion und Risikokorrelation“ mit anderen Mitgliedstaaten zu berücksichtigen.

Notfallplan

Die Mitgliedstaaten müssen einen **Notfallplan** mit Maßnahmen zur Eindämmung der Folgen einer Versorgungsstörung erstellen (Art. 10). Dieser regelt insbesondere die Aufgaben der für die Sicherung der Erdgasversorgung in einem Mitgliedstaat „zuständigen Behörde“ und die Aufgaben der Erdgasunternehmen und gewerblichen Verbraucher sowie ihre Zusammenarbeit mit der zuständigen Behörde. Zudem hat der Notfallplan Verfahren für drei Krisenstufen festzulegen:

- (1) Bei der „Frühwarnstufe“ liegen „konkrete, ernst zu nehmende und zuverlässige Hinweise“ vor, dass die Versorgungslage beeinträchtigt werden kann.
- (2) Die „Alarmstufe“ ist bei einer „außergewöhnlich hohen Nachfrage“ oder einer „Versorgungsstörung“ auszulösen, die der Markt noch ohne Eingriff der „zuständigen Behörde“ bewältigen kann.
- (3) Bei der „Notfallstufe“ besteht die „ernst zu nehmende Gefahr“, dass der Versorgungsstandard für geschützte Verbraucher nicht mehr allein mit „marktgerechten Instrumenten“ (z.B. Diversifi-

¹⁶² Kommissionsdokument SEC(2009) 979 Folgenabschätzung, S. 19-22 und S. 32-35; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2009): cepStudie Sichere Erdgasversorgung.

zierung von Anbietern und Lieferwegen), sondern nur durch „nicht marktgerechte Instrumente“ (z.B. Nutzung strategischer Gasspeicher) eingehalten werden kann.

Die zuständige Behörde eines Mitgliedstaats, die bei Erreichen der „Notfallstufe“ einen „Notfall“ ausruft, muss die Kommission „unverzüglich“ über die geplanten Maßnahmen zur Sicherung der Erdgasversorgung unterrichten. Die Kommission wird innerhalb von fünf Tagen prüfen, ob die Voraussetzungen für die Ausrufung eines Notfalls erfüllt sind und kann daraufhin den Mitgliedstaat „ersuchen“, diejenigen Maßnahmen zu überarbeiten, die Erdgasunternehmen „unverhältnismäßig belasten“, sowie die Ausrufung des Notfalls zurückzunehmen, falls ihr dies nicht gerechtfertigt erscheint. Sind die Voraussetzungen für die Ausrufung eines Notfalls in mehreren Staaten erfüllt, kann die Kommission gegebenenfalls einen regionalen oder EU-weiten Notfall ausrufen. In solchen Fällen koordiniert die Kommission die Maßnahmen der zuständigen Behörden und beruft zur Unterstützung die **Koordinierungsgruppe Erdgas** ein. Zusätzlich kann die Kommission ein **Krisenmanagementteam** bilden, das sich aus Vertretern der Erdgasbranche und der betroffenen Mitgliedstaaten zusammensetzt. Die Kommission überwacht insbesondere, dass nationale Behörden keine Maßnahmen durchführen, durch die die Erdgasflüsse im Binnenmarkt „übergebührlich eingeschränkt“ werden oder die Gasversorgung in einem anderen Mitgliedstaat „ernsthaft gefährdet“ wird.

3.3.1.1.2. Erhöhung der Unabhängigkeit von Erdgasimporten

Die im Mai 2014 veröffentlichte **Europäische Energiesicherheitsstrategie**¹⁶³ der Europäischen Kommission zielt nicht nur darauf ab, akute Versorgungsunsicherheiten in Krisensituationen zu vermeiden, sondern auch langfristig die Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Drittstaaten, insbesondere Russland, zu reduzieren. Die Kommission befürwortet insofern sowohl Investitionen in die Energieeffizienz (s. Kapitel 3.4.) als auch eine stärkere heimische Erdgasproduktion, insbesondere durch die Förderung von Schiefergas, sofern dies politisch durchsetzbar ist und die Umwelt nicht übermäßig belastet wird.¹⁶⁴ Eine größere Unabhängigkeit kann auch eine Diversifizierung der Lieferländer bewirken, wofür umfangreiche Investitionen in die Energieinfrastruktur notwendig sind. Geplant ist etwa ein grenzüberschreitendes Pipelineprojekt, mit dem ab 2020 jährlich 25 Mrd. Kubikmeter Erdgas aus Aserbaidschan über Georgien und die Türkei unter Umgehung Russlands in die EU geliefert werden sollen (**Südlicher Korridor**). Langfristig könnte über diesen Korridor auch Gas aus Turkmenistan, dem Irak oder dem Iran nach Europa fließen, sofern die außenpolitischen Spannungen mit diesen Staaten abgebaut werden können.¹⁶⁵ Potenzial sieht die Kommission auch in der wachsenden Zahl an Flüssiggasterminals (**LNG-Terminals**), mit denen Erdgas – weitestgehend unabhängig von bestehenden Pipelinenetzen – zukünftig aus Katar, Australien, Ostafrika oder den USA in die EU transportiert werden könnte.

Im Zuge der Russland/Ukraine-Krise hat der polnische Ministerpräsident Donald Tusk im April 2014 die Gründung einer „**Energieunion**“ in Anlehnung an die Bankenunion in die Diskussion gebracht.¹⁶⁶ Ein zentraler Baustein dieses Vorschlags ist die Schaffung einer **Einkaufsgemeinschaft für Erdgas** in der EU, um die Verhandlungsposition der Mitgliedstaaten aus Mittel- und Osteuropa, die fast ausschließlich mit russischem Gas beliefert werden, gegenüber Gazprom, das ein Exportmonopol für russisches Erdgas besitzt, zu verbessern. In der Europäischen Energiesicherheitsstrategie hat die Kommission angekündigt, die Möglichkeit einer „freiwilligen Nachfragebündelung“ zu prüfen, die die Verhandlungsposition der Gasversorgungsunternehmen in der EU stärkt.¹⁶⁷ Maß-

¹⁶³ Kommissionsmitteilung COM(2014) 330.

¹⁶⁴ Ebenda, S. 13.

¹⁶⁵ Ebenda, S. 16.

¹⁶⁶ Gastkommentar von Donald Tusk in der Financial Times v. 21. April 2014.

¹⁶⁷ Kommissionsmitteilung COM(2014) 330, S. 19.

nahmen, wie eine verpflichtende Gaseinkaufsgemeinschaft, die den Wettbewerb im Binnenmarkt schwächen, sollen aber vermieden werden.

Die Kommission begrüßt eine stärkere Koordinierung der Energieaußenpolitik der Mitgliedstaaten. Insbesondere müssen **bilaterale Abkommen** der Mitgliedstaaten mit Drittländern im Energiebereich mit EU-Recht vereinbar sein.¹⁶⁸ Die Mitgliedstaaten sollen die Kommission über solche bilateralen Abkommen mit Drittstaaten informieren, die die Energieversorgungssicherheit beeinflussen können. Beispielsweise dürfen nach den Regeln zur Entflechtung von Unternehmen im Energiesektor (s. Kapitel 3.2.) auch Gaslieferanten aus Drittstaaten keinen substanziellen Einfluss auf den Betrieb der Erdgasinfrastruktur in der EU haben. Auch darf der Zugang für Dritte zu den Pipelines nicht eingeschränkt sein. Im Juni 2014 hat der damalige Energiekommissar Günther Oettinger wiederholt die Mitgliedstaaten aufgefordert, bilaterale Abkommen mit Gazprom bezüglich der geplanten South-Stream-Pipeline zu unterlassen, solange dieses Projekt nicht im Einklang mit EU-Recht ist.¹⁶⁹ Gazprom ist dabei nicht nur Gaslieferant sondern auch Partner des Betreiberkonsortiums der Pipeline. Die South-Stream-Pipeline soll unter Umgehung der derzeitigen Transitstaaten Ukraine und Weißrussland Gas durch das Schwarze Meer nach Bulgarien und von dort aus in andere EU-Staaten liefern.

3.3.1.2. Sicherung der Erdölversorgung

Die weltweit steigende Nachfrage nach Erdöl bei Rückgang der verfügbaren Erdölreserven und Konzentration der Erdölförderung in teilweise instabilen Erdregionen erhöhen das Risiko von Versorgungsschwierigkeiten in der EU. Insbesondere im Straßen-, Flug- und Schiffsverkehr ist Erdöl derzeit nicht oder nur in begrenztem Umfang substituierbar. Der Energiebedarf des europäischen Verkehrssektors wird zu über 90 % aus Erdöl gedeckt.¹⁷⁰ Sowohl Maßnahmen zur Vermeidung kurzfristiger Lieferengpässe als auch langfristige Maßnahmen, die die Substitution von Erdöl im Verkehrssektor begünstigen, können die Erdölversorgungssicherheit in der EU erhöhen.

3.3.1.2.1. Vorgaben zur Vermeidung von Lieferengpässen

Um eine störungsfreie Versorgung Europas mit Erdöl sicherzustellen, wurden bereits seit Ende der 1960er Jahre auf europäischer Ebene Regelungen zur Bevorratung von Erdöl getroffen. So begründete die Richtlinie 68/414/EWG¹⁷¹ erstmals die Verpflichtung der Mitgliedstaaten, **strategische Erdölvorräte für Krisenzeiten („Erdölbevorratung“)** anzulegen. Nach dem System der Erdölbevorratung in der EU sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdöl-erzeugnissen zu halten, wobei sie zur Umsetzung ihrer Verpflichtung unterschiedliche Mechanismen entwickelt haben: Während einige Mitgliedstaaten – nach amerikanischem und japanischem Vorbild – staatliche Reserven angelegt haben, übertragen andere diese Aufgabe an die Industrie. Für die Vermeidung von Erdölversorgungsstörungen ist die im September 2009 erlassene **Erdöl-Mindestbevorratung-Richtlinie 2009/119/EG**¹⁷² maßgeblich. Sie sieht Regelungen für die Erdölbevorratung, die Einrichtung einer zentralen Bevorratungsstelle und der Koordinierungsgruppe für Erdöl und Erdöl-erzeugnisse sowie Verfahren bei akuten Notfällen vor.

¹⁶⁸ Ebenda, S. 18.

¹⁶⁹ Gastkommentar von Günther Oettinger im Handelsblatt v. 26. Juni 2014, S. 48.

¹⁷⁰ Kommissionsmitteilung COM(2013) 17 „Saubere Energie für den Verkehr: Eine europäische Strategie für alternative Kraftstoffe“, S. 2.

¹⁷¹ Richtlinie 68/414/EWG des Rates zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten der EWG, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdöl-erzeugnissen zu halten.

¹⁷² Richtlinie 2009/119/EG des Rates zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdöl-erzeugnissen zu halten.

Erdölbevorratung

Jeder Mitgliedstaat muss gewährleisten, dass „zu seinen Gunsten“ in der EU ständig Erdölvorräte („**Sicherheitsvorräte**“) gehalten werden, die insgesamt mindestens entweder den täglichen durchschnittlichen Nettoeinfuhren¹⁷³ für 90 Tage oder dem täglichen durchschnittlichen Inlandsverbrauch für 61 Tage entsprechen, je nachdem, welche Menge größer ist (Art. 3 Abs. 1 Erdöl-Mindestbevorratung-Richtlinie 2009/119/EG). Dabei sind EU-weit einheitliche Berechnungsmethoden sowohl hinsichtlich der täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren (Art. 3 Abs. 2 i.V.m. Anhang I) und des täglichen durchschnittlichen Inlandsverbrauchs (Art. 3 Abs. 2 i.V.m. Anhang II) als auch in Bezug auf die gehaltenen Vorratsmengen (Art. 4 Abs. 1 i.V.m. Anhang III) vorgesehen. **Biokraftstoffe und Zusatzstoffe** werden bei der Berechnung der Bevorratungsverpflichtungen und der tatsächlich gehaltenen Vorratsmengen berücksichtigt, wenn sie den jeweiligen Erdölerzeugnissen beigemischt sind. Zudem kann ein Teil der Biokraftstoffe und Zusatzstoffe, die in einem Mitgliedstaat gelagert werden, bei der Berechnung der tatsächlich gehaltenen Vorratsmengen berücksichtigt werden (Art. 16). Zusätzlich zu den Sicherheitsvorräten können die Mitgliedstaaten sich verpflichten, Mindestvorräte an bestimmten Erdölproduktkategorien – wie Ethan, Motorenbenzin oder Heizöl – vorzuhalten („**spezifische Vorräte**“; Art. 9).

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass die Sicherheitsvorräte und die spezifischen Vorräte zu jedem Zeitpunkt verfügbar und physisch zugänglich sind. Damit dies jederzeit überprüft werden kann, haben die Mitgliedstaaten Regelungen für die Identifizierung, die buchhalterische Erfassung und die Kontrolle der Vorräte zu treffen (Art. 5). Zudem müssen sie ein Verzeichnis mit Informationen über die Vorräte (Art, Mengen, Lagerungsort, Eigentümer) erstellen, fortlaufend aktualisieren und der Kommission jährlich übermitteln (Art. 6).

Zentrale Bevorratungsstelle (ZBS)

Die Mitgliedstaaten müssen die Erdölbevorratung nicht in ihrem eigenen Hoheitsgebiet vorweisen. Sie können für die Haltung von Erdölvorräten eine Zentrale Bevorratungsstelle (ZBS) an jedem Ort in der EU einrichten. Aufgabe der ZBS ist die Haltung von Erdölvorräten einschließlich Erwerb und Verwaltung der Sicherheitsvorräte. Ein Mitgliedstaat oder dessen ZBS können für einen bestimmten Zeitraum Aufgaben der Verwaltung von Sicherheitsvorräten – mit Ausnahme des Verkaufs und des Erwerbs – an einen anderen Mitgliedstaat, an die ZBS eines anderen Mitgliedstaates oder an ein Unternehmen übertragen (Art. 7).

Koordinierungsgruppe für Erdöl und Erdölerzeugnisse

Bei der Überprüfung der Vorsorge der Mitgliedstaaten zur Vermeidung von Versorgungsstörungen konsultiert die Kommission die **Koordinierungsgruppe für Erdöl und Erdölerzeugnisse**. Diese setzt sich aus Vertretern der Mitgliedstaaten zusammen und wird von der Kommission geleitet, wobei Vertreter der Erdölbranche nach Aufforderung der Kommission an den Arbeiten der Gruppe teilnehmen können. Die Koordinierungsgruppe hat beratende Funktion. Sie analysiert die Lage in der EU hinsichtlich der Versorgungssicherheit bei Erdöl und Erdölerzeugnissen und trägt zur Koordinierung und Durchführung von Maßnahmen in diesem Bereich bei (Art. 17).

Notfallverfahren

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass sie ihre Sicherheitsvorräte und spezifischen Vorräte bei einem „beträchtlichen, plötzlichen Rückgang der Lieferungen von Erdöl oder Erdölerzeugnissen“ („**bedeutende Versorgungsunterbrechung**“) rasch in Verkehr bringen können. Zudem müssen sie in der Lage sein, den Verbrauch – dem erwarteten Versorgungsdefizit entsprechend – ein-

¹⁷³ Die Nettoeinfuhren bezeichnen die Differenz zwischen Einfuhren und Ausfuhren.

schränken zu können, u.a. durch die vorrangige Zuteilung von Erdölzeugnissen an bestimmte Verbraucher. Die Mitgliedstaaten müssen jederzeit über **Interventionspläne** für den Fall einer bedeutenden Versorgungsunterbrechung verfügen (Art. 20).

3.3.1.2.2. Förderung alternativer Kraftstoffe

Um die hohe Abhängigkeit von Erdölimporten zu senken, strebt die Kommission an, die Bedeutung von Erdöl für den Straßen- und Schiffsverkehr in der EU zu reduzieren. Ein großes Potenzial sieht sie in diesem Zusammenhang in der Förderung **alternativer Kraftstoffe**. So soll der Anteil von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch in jedem EU-Mitgliedstaat bis 2020 mindestens 10 % betragen (20-20-20-Beschlusses¹⁷⁴; s. Kapitel 3.5.). Aus Nutzpflanzen gewonnene Biokraftstoffe wiesen 2010 mit 4,4 % den größten Anteil auf, sind aber aufgrund ihres Verbrauchs an Ackerfläche nur begrenzt geeignet, aus Erdöl gewonnene Kraftstoffe zu ersetzen.¹⁷⁵ Einen zusätzlichen Beitrag können Fahrzeuge leisten, die durch Strom, Wasserstoff oder Erdgas angetrieben werden. Diese machen derzeit allerdings nur einen sehr geringen Anteil an den im Verkehrssektor verbrauchten Kraftstoffen aus.¹⁷⁶ Dies liegt insbesondere daran, dass notwendige Betankungs- und Ladestationen fehlen und der Aufbau einer solchen Infrastruktur aufgrund der geringen Zahl an Fahrzeugen für private Investoren wenig lukrativ ist.

Die Kommission hat daher im Januar 2013 eine **Richtlinie zum „Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe“** vorgeschlagen,¹⁷⁷ die eine verstärkte Förderung der Vermarktung der Fahrzeuge und der dazu notwendigen Versorgungsstationen vorsieht. Die EU-Mitgliedstaaten sollen bis 2020 im Rahmen von nationalen Strategierahmen Ziele für die Verbreitung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben entwickeln. Die Ziele sollen durch finanzielle Anreize – z.B. Steuervergünstigungen – und nichtfinanzielle Anreize – wie vorrangiger Zugang zu öffentlichen Parkplätzen – erreicht werden. Zusätzlich erhalten die Mitgliedstaaten Vorgaben für die Anzahl an Tank- und Stromladestationen bis 2020. Die Betankungs- und Ladeschnittstellen – z.B. die Stecker an Ladestationen für Elektrofahrzeuge – müssen europäischen Normen entsprechen, um eine Fragmentierung des EU-Binnenmarktes aufgrund unterschiedlicher Standards zu verhindern.

3.3.1.3. Sicherung der Stromversorgung

In liberalisierten Strommärkten kann die Gefahr entstehen, dass zu wenig in die für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung nötigen Erzeugungskapazitäten investiert wird. Dies hängt mit der Preisbildung in einem integrierten Strombinnenmarkt und dem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in der EU zusammen. Die **Preisbildung auf Strommärkten** orientiert sich an den Grenzkosten der Stromproduktion. Hierfür werden die stromerzeugenden Kraftwerke gedanklich entsprechend ihren Grenzkosten aufgereiht (**Merit-Order-Prinzip**). Das Kraftwerk, das die Grenznachfrage bedient, bestimmt mit seinen Grenzkosten den Strompreis zu einem bestimmten Zeitpunkt.¹⁷⁸ Erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie haben Grenzkosten von annähernd 0 € pro Kilowattstunde. An wind- und sonnenreichen Tagen drängen sie daher konventionelle Kraftwerke mit vergleichsweise hohen Grenzkosten (typi-

¹⁷⁴ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“), S. 21, Rn. 7.

¹⁷⁵ Kommissionsmitteilung COM(2013) 17, S. 8.

¹⁷⁶ Vgl. Voßwinkel, J.; Nader, N.; Block, J. (2012): cepStudie Kraftstoffe der Zukunft, S. 12.

¹⁷⁷ Kommissionsvorschlag COM(2013) 18 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe; hierzu cepAnalyse Nr. 18/2013 sowie Bonn, M.; Reichert, G. (2013): Henne oder Ei? Wie die Europäische Kommission eine Versorgungsinfrastruktur für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben aufbauen will, Internationales Verkehrswesen, 4/2013, S. 17-19.

¹⁷⁸ Langfristige Lieferverträge können zwar von den Konditionen des Spot-Marktes abweichen. Der hier dargestellte grundsätzliche Zusammenhang gilt jedoch auch unter Einbeziehung langfristiger Lieferverträge, da sich deren Konditionen nicht unabhängig von den Ergebnissen auf den Spot-Märkten entwickeln; vgl. Erdmann, G.; Zweifel, P. (2008): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen.

scherweise konventionelle Steinkohle- oder Gaskraftwerke) aus dem Markt. Da Strom nur begrenzt speicherbar ist, werden aber konventionelle Kraftwerke weiterhin benötigt, um Strom an den Tagen einzuspeisen, an denen weder ausreichend Solar- noch Windenergie zur Verfügung stehen. Allerdings ist nicht sichergestellt, dass die Betreiber konventioneller Kraftwerke durch den reinen Stromverkauf an wenigen Tagen im Jahr in der Lage sind, ihre Vollkosten (variable Brennstoffkosten und die anteiligen Fixkosten) zu decken. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn regulierte Preise auf Endkunden- oder Großhandelsmärkten ein Ansteigen des Strompreises in Zeiten großer Stromknappheit verhindern.¹⁷⁹ Scheiden Kraftwerke aus dem Kraftwerkspool aus, etwa weil sie überaltert sind, ist fraglich, ob auf liberalisierten Strommärkten genügend Anreize bestehen, in neue Stromerzeugungsanlagen zu investieren, die für eine sichere Stromversorgung nötig sind.¹⁸⁰ Erschwert wird die Lage dadurch, dass zwischen Planung und Inbetriebnahme eines Kraftwerks typischerweise mehrere Jahre vergehen können.

3.3.1.3.1. Vorgaben zur Stromversorgungssicherheit

Um den mit der Liberalisierung des Strommarkts verbundenen Risiken entgegenzuwirken, müssen die Mitgliedstaaten nach der **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG** die Sicherheit der Stromversorgung überwachen. Unter diese Überwachung fällt (Art. 4)

- das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt,
- die erwartete Stromnachfrageentwicklung,
- die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten,
- die Qualität und der Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.

Die bei der Beobachtung gewonnenen Erkenntnisse und die daraus abgeleiteten Maßnahmen berichten die Mitgliedstaaten alle zwei Jahre an die Kommission. Den Mitgliedstaaten wird dabei vorgegeben, dass der Bau neuer Erzeugungskapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über **Ausschreibungen** oder ein „hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren“ finanziert wird (Art. 8 Abs. 1). Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Stabilität des Stromnetzes und insbesondere für den Bau der dafür notwendigen Infrastruktur verantwortlich. Sie müssen zudem die Übertragung von Strom durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen regeln und alle notwendigen Hilfsdienste zur Befriedigung der Nachfrage leisten (Art. 12).

3.3.1.3.2. Koordinierungsgruppe Strom

Die Kommission hat wiederholt Treffen der verschiedenen hochrangigen Akteure im europäischen Strommarkt – Regierungsmitglieder, nationale Regulierungsbehörden und den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E – eingeleitet, um Meinungen über Maßnahmen zur Erhöhung der Stromversorgungssicherheit im europäischen Strommarkt auszutauschen. Diese Treffen wurden 2012 durch die Einsetzung der **Koordinierungsgruppe Strom** als dauerhaftes Expertengremium institutionalisiert.¹⁸¹ Die Gruppe soll die Koordinierung zwischen den Mitgliedstaaten und der Kommission im Bereich der Versorgungssicherheit verbessern, neue politische Initiativen vorbereiten und Maßnahmen bei Versorgungskrisen einleiten.¹⁸² Falls die Vorgaben des

¹⁷⁹ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243, S. 7; hierzu cepAnalyse Nr. 17/2014.

¹⁸⁰ Vgl. Joskow, P. L. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, MIT Working Paper; Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoettl, G. (2008): Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG.

¹⁸¹ Kommissionsbeschluss C(2012) 8141.

¹⁸² Ebenda, Art. 2.

bestehenden EU-Rechtsrahmens nicht ausreichend sind, um die Versorgungssicherheit im Strombinnenmarkt sicherzustellen, hat die Kommission angekündigt, unter Einbeziehung der Koordinierungsgruppe Strom neue Rechtsvorschriften zu erwägen.¹⁸³

3.3.1.3.3. Kapazitätsmechanismen

Die EU-Mitgliedstaaten sehen sich derzeit bereits mit dem Problem fehlender Investitionen in Kraftwerkskapazitäten konfrontiert und diskutieren bzw. planen – weitestgehend unabhängig voneinander – die Einführung sog. **Kapazitätsmechanismen**. Bei diesen sollen die Stromerzeuger – unabhängig von den tatsächlich eingespeisten Strommengen – für die Bereithaltung von Erzeugungskapazitäten vergütet werden. Dabei werden verschiedene Arten von Kapazitätsmechanismen unterschieden:¹⁸⁴

- Bei der **strategischen Reserve** (vgl. z.B. Schweden, Finnland) beschafft eine Behörde oder eine von dieser beauftragte Organisation gesicherte Kapazität, z.B. in Form von Reservekraftwerken. Diese steht ausschließlich als Absicherung für Extremsituationen zur Verfügung ohne aber am Strommarkt teilzunehmen. Der Verkauf von Strom am Großhandelsmarkt ist verboten. Besteht kein Bedarf mehr, kann die strategische Reserve ohne negative Rückkopplungen auf den Strommarkt abgebaut werden.
- Demgegenüber wird bei **Kapazitätzahlungen** der Preis für gesicherte Leistung von der zentralen Behörde festgelegt, über den sich die Höhe der gesicherten Kapazität einstellt. Die gesicherte Leistung nimmt regulär am Strommarkt teil.
- **Zentrale Kapazitätsmärkte** (vgl. z.B. England, Italien) sind dadurch gekennzeichnet, dass Stromerzeuger Einnahmen sowohl aus der reinen Stromvermarktung als auch aus der Vorhaltung von gesicherter Leistung, deren Zuteilung durch eine zentrale Stelle über eine Auktion bestimmt wird, beziehen können.
- Demgegenüber sind in anderen EU-Mitgliedstaaten (Frankreich, Griechenland) **dezentrale Kapazitätsmärkte** in der Planung. Dabei müssen Nachfrager für das Gut „gesicherte Leistung“ sog. „Leistungszertifikate“ erwerben. Diese Nachweise sind handelbar, so dass sich aus Angebot und Nachfrage ein Marktpreis für gesicherte Kapazität ergibt. Technisch flexible Nachfrager können durch flexibles Nachfragemanagement diese Zertifikatkosten einsparen.

Derzeit wird auch in Deutschland intensiv über die Einführung von Kapazitätsmechanismen nachgedacht. Kapazitätsmechanismen sind jedoch umstritten, da sie zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten führen können.

3.3.1.3.4. Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen

Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dürfen nicht den Wettbewerb im Binnenmarkt beeinträchtigen. Vielmehr sollen „regulatorische Mängel“ wie die Regulierung der Großhandelspreise beseitigt und funktionsfähige Intra-Day- und Regelenergiemärkte für eine wirksame Einbindung erneuerbarer Energien geschaffen werden. Gemäß Art. 3 der **Richtlinie zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung 2005/89/EG** müssen die Mitgliedstaaten für ein stabiles Investitionsklima sorgen und dabei die Möglichkeiten der Zusammenarbeit im Binnenmarkt berücksichtigen. Potenzial zur Verbesserung der Netzstabilität sieht die Kommission auch in einer stärkeren Steue-

¹⁸³ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243, S. 16.

¹⁸⁴ Vgl. Richert, J.; Paulun, T. (2013): Kapazitätsmechanismen – Der Bedarf ist unklar, die Lösungsvorschläge komplex, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2013, S.13-16; Kommissionsdokument SWD(2013) 438, S.21; cepAnalyse Nr. 25/2014.

zung der Stromnachfrage, z.B. durch die Einführung tageszeitabhängiger Tarife und einer stärkeren Verbreitung von Stromzählern (**Smart-Meter-Rollout**).¹⁸⁵

Wenn auch solche Maßnahmen nicht ausreichen, um die erforderlichen Investitionsanreize für eine sichere Stromerzeugung zu garantieren, kommen laut Kommission eine „strategische Reserve“, eine glaubwürdige einmalige Ausschreibung und, wenn auch diese nicht wirksam sind, ein marktweiter Kapazitätsmechanismus in Frage. Solche Mechanismen sollen im Bedarfsfall nicht auf einzelne Mitgliedstaaten beschränkt sein. Es soll somit auch keine Ausfuhrbeschränkungen geben, die in einer Engpasssituation dazu dienen, Strom dem heimischen Markt vorzubehalten.

Im Juni 2014 hat die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission **Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020**¹⁸⁶ veröffentlicht, an denen sie sich ab Juli 2014 bei ihrer beihilferechtlichen Beurteilung umwelt- und energiepolitischer Maßnahmen der Mitgliedstaaten orientieren wird. Dabei lehnt die Kommission Kapazitätsmechanismen nicht grundsätzlich ab, bekräftigt aber den Vorrang von Maßnahmen, die den EU-Binnenmarkt stärken.¹⁸⁷ Keinesfalls dürfen mitgliedstaatliche Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dem Binnenmarkt zuwiderlaufen, in dem sie Anreize für Investitionen in Interkonnektoren reduzieren, den Zusammenschluss mehrerer nationaler Strommarktgebiete („Marktkopplung“) verhindern oder hohe Marktmacht im Strommarkt begünstigen. Die Mitgliedstaaten müssen gegenüber der Kommission präzise darlegen, warum der Strommarkt nicht genug Anreize zum Bau der für die Versorgungssicherheit notwendigen Erzeugungskapazität bietet, so dass staatliche Beihilfen in Form von Zahlungen für das Bereitstellen von Kapazität notwendig sind. Bei ihrer beihilferechtlichen Prüfung wird die Kommission das Potenzial einer stärkeren Einbeziehung der Nachfrage, die vorhandenen und bereits geplanten Interkonnektoren und die Existenz von Marktunvollkommenheiten wie unflexible Großhandelspreise berücksichtigen.

Wird eine Beihilfe zur Sicherstellung der Stromversorgung gewährt, so muss diese verhältnismäßig sein. Dies ist laut Kommission durch einen **wettbewerblichen Ausschreibungsprozess** mit klaren, transparenten und diskriminierungsfreien Teilnahmekriterien gewährleistet. Demnach sollen Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nicht auf die Förderung fossiler Kraftwerke beschränkt sein, sondern allen geeigneten Technologien (inklusive Speichern und Laststeuerung) in der EU offenstehen. Allerdings soll bei fossilen Kraftwerken berücksichtigt werden, inwieweit die von ihnen ausgehenden Emissionen mit dem Dekarbonisierungsziel der EU vereinbar sind.

3.3.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieversorgungssicherheit

Die Sicherheit der Energieversorgung ist für die europäische Volkswirtschaft von erheblicher Bedeutung. Da im Krisenfall Solidarität innerhalb der EU eine Selbstverständlichkeit sein sollte, ist es legitim, Mindestanforderungen an die Eigenvorsorge in jedem Mitgliedstaat zu stellen. Die Grundvoraussetzung für gegenseitige Hilfe muss die ausreichende Fähigkeit zur Eigenversorgung sein. Sonst besteht die Gefahr, dass einige Mitgliedstaaten in der Hoffnung auf Solidarität im Krisenfall keine Eigenvorsorge treffen („Freifahrerverhalten“), was wiederum in den anderen Mitgliedstaaten die Bereitschaft zur Solidarität senken würde.

3.3.2.1. Sicherung der Erdgasversorgung

Die Sicherheit der Erdgasversorgung kann entweder dadurch beeinträchtigt werden, dass es zu Unterbrechungen der Erdgasimporte in die EU oder beim Erdgastransport innerhalb der EU

¹⁸⁵ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243, S. 20 f.

¹⁸⁶ Kommissionsmitteilung „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020“, in: ABIEU C 200 v. 28.06.2014, S. 1 ff.

¹⁸⁷ Ebenda, S. 38 ff.

kommt. Gegen Unterbrechungen der Erdgasimporte schützt eine diversifizierte Struktur der Lieferländer und der Transportrouten. Investitionen in Flüssiggasterminals oder die Entwicklung des Südlichen Korridors bieten die Möglichkeit, die Zahl der Liefer- und Transitstaaten zu erhöhen und somit die Abhängigkeit von Erdgasimporten aus einzelnen Nicht-EU-Staaten zu reduzieren. Allerdings müssen sich solche Projekte auch betriebswirtschaftlich lohnen, da der Aufbau der Infrastruktur überwiegend über den Markt finanziert werden muss. Solange das Erdgas, das durch das bestehende Pipelinennetz in die EU gelangt, günstiger ist und Lieferunterbrechungen selten auftreten, rechnen sich zusätzliche Infrastrukturprojekte zur Diversifizierung der Erdgasimporte für private Investoren nicht.

Ebenso wichtig wie die Diversifizierung der Lieferländer ist der Ausbau der Erdgasinfrastruktur für den Erdgastransport innerhalb der EU. Da insbesondere die Mitgliedstaaten in Mittel- und Osteuropa aufgrund der einseitig ausgerichteten Verbindungsleitungen sehr stark von russischem Erdgas abhängig sind, sind weitere Investitionen in Reverse-Flow-Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen wichtig, damit diese Staaten alternativ auch aus den westeuropäischen Mitgliedstaaten beliefert werden können. Der Erdgasbinnenmarkt wird dadurch gestärkt und die Anfälligkeit für Versorgungsengpässe und das damit verbundene Drohpotenzial der erdgasexportierenden Länder gesenkt.

Andererseits sollten wettbewerbsfeindliche Maßnahmen, wie eine verpflichtende Energieeinkaufsgemeinschaft, unterbleiben. Eine solche würde massiv in bestehende langfristige Lieferverträge der nationalen Versorgungsunternehmen eingreifen und wäre auch für Neuverträge aufgrund der unterschiedlichen Interessenlagen der Mitgliedstaaten nicht praktikabel. Selbst eine freiwillige „Nachfrageaggregation“, wie sie von der Kommission angedacht wird, reduziert die Anreize der Mitgliedstaaten, umfassend in transnationale Verbindungsleitungen zur Stärkung des Binnenmarkts zu investieren.

3.3.2.2. Sicherung der Erdölversorgung

Die Abhängigkeit der EU von Importen aus Drittstaaten ist bei Erdöl noch größer als bei Erdgas. Obwohl die Gefahr von Lieferausfällen und damit verbundenen Versorgungsengpässen aufgrund etablierter Bevorratungsmaßnahmen an Bedeutung verloren hat, sind die Bestrebungen der EU, die Unabhängigkeit von Erdölimporten aus politisch instabilen Staaten zu erhöhen, grundsätzlich sachgerecht.

Die Förderung alternativer Kraftstoffe stellt eine Möglichkeit dar, die Abhängigkeit des EU-Verkehrssektors von Erdölimporten langfristig zu senken. Dafür sind aber sowohl eine ausreichende Verbreitung von Fahrzeugen, die mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden, als auch eine ausreichende Betankungs- und Stromladeinfrastruktur nötig. Die Europäische Kommission weist zu Recht darauf hin, dass insoweit ein Koordinierungsproblem („Henne/Ei-Problem“) vorliegt.¹⁸⁸ So trägt z.B. der Mangel an Stromladestationen für Elektroautos dazu bei, dass Elektrofahrzeuge für die Kunden wenig attraktiv sind, während die fehlende kritische Masse an Elektroautos ihrerseits dazu führt, dass sich der Aufbau von Ladestationen für Investoren nicht lohnt. Die von der Kommission vorgeschlagenen Maßnahmen zur Behebung dieses Problems sind aus ordnungspolitischer Sicht jedoch bedenklich. Inwieweit Elektrofahrzeuge bis 2020 substantielle Marktanteile erzielt haben werden, kann derzeit noch nicht verlässlich vorausgesagt werden. Quantitative Zielvorgaben der Mitgliedstaaten für die Stromladeinfrastruktur können daher zu massiven Fehlinvestitionen führen, falls die erhoffte Verbreitung von Elektrofahrzeugen bis 2020 ausbleibt. Über Investitionsentscheidungen sollten grundsätzlich die beteiligten Unternehmen unter Abwägung der zu erwartenden Erträge und Kosten entscheiden. Das Henne/Ei-Problem kann auch ohne massiven

¹⁸⁸ Kommissionsmitteilung COM(2013) 17, S. 10; hierzu cepAnalyse Nr. 18/2013.

staatlichen Einfluss gelöst werden. So können sich Fahrzeug- und Kraftstoffproduzenten im Rahmen von Kooperationsprojekten wechselseitig zu Investitionen in Fahrzeugtechnologie und Versorgungsinfrastrukturen bekennen. Darüber hinaus können in einer Übergangsphase Hybridfahrzeuge, die Fahrzeugnutzer im Bedarfsfall auch mit konventionellen Kraftstoffen betanken können, das Koordinierungsproblem entschärfen. Denn sie lösen das Problem zu geringer Reichweiten der Fahrzeuge, solange noch keine ausreichende Versorgungsinfrastruktur für alternative Kraftstoffe existiert, und bieten den Kraftstoffproduzenten einen Anreiz, schrittweise in die erforderliche Versorgungsinfrastruktur für alternative Kraftstoffe zu investieren.¹⁸⁹

3.3.2.3. Sicherung der Stromversorgung

Derzeit besteht große Uneinigkeit darüber, ob das bestehende Strommarktdesign des Energy-Only-Markts eine sichere Stromversorgung gewährleisten kann. Der hohe Anteil an erneuerbaren Energien im EU-Strommix und das Fortbestehen regulierter Preise auf Großhandels- und Endkundenmärkten erhöhen die Notwendigkeit, über alternative Finanzierungskonzepte für konventionelle Kraftwerke zur Sicherstellung der Stromversorgung nachzudenken. Allerdings muss bedacht werden, dass, wenn neben der Erzeugung erneuerbarer Energien nun auch noch Kapazitäten zur Sicherung der Stromversorgung staatlich gefördert werden, fast kein „Markt“ im liberalisierten Strombinnenmarkt erhalten bleibt. Wenn Preisregulierungen verhindern, dass sich konventionelle Kraftwerke in wind- und sonnenarmen Zeiten durch ausreichend hohe Strompreise finanzieren können, sollten vorrangig diese Regulierungen aufgehoben werden.¹⁹⁰ Zudem können durch einen verstärkten Stromhandel in der EU die naturräumlichen und witterungsbezogenen Unterschiede bei der Stromerzeugung ausgenutzt werden. Durch einen stärkeren Ausbau der Grenzkuppelstellen können Erzeugungüberschüsse in einem Mitgliedstaat – z.B. durch die übermäßige Einspeisung von Windstrom an windreichen Tagen – Erzeugungslücken in einem anderen Mitgliedstaat schließen. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass die Aufrechterhaltung der Stabilität der Stromnetze in dem stromimportierenden Mitgliedstaat gewährleistet ist.

Sollte es zu einem politisch gewünschten Einsatz von Kapazitätsmechanismen kommen, vermindern die von der Kommission empfohlenen Kriterien das Risiko allzu ineffizienter nationaler Maßnahmen. Die Nutzung von klaren, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungen kann verhindern, dass aus politischen Gründen nichtwettbewerbsfähige Altanlagen durch staatliche Förderung weiter betrieben werden. Bei konsequenter Einhaltung der Technologieneutralität entscheiden die Teilnehmer am Markt im Wettbewerb über die Art der notwendigen Kapazität und nicht der Staat, indem er bestimmte Technologien vorschreibt. Demnach sollte die Kommission das Kriterium der Technologieneutralität auch nicht durch die Empfehlung einschränken, dass zu fördernde Anlagen im Einklang mit dem Dekarbonisierungsziel stehen sollen. Diese Einschränkung ist irreführend und unnötig, da alle Anlagen zur Stromerzeugung dem europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS unterliegen und damit auch unter die verbindliche Obergrenze für Treibhausgasemissionen des EU-ETS fallen.¹⁹¹

¹⁸⁹ Bonn, M.; Reichert, G. (2013): Henne oder Ei? Wie die Europäische Kommission eine Versorgungsinfrastruktur für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben aufbauen will", Internationales Verkehrswesen, 4/2013, S. 17-19.

¹⁹⁰ Hierzu cepAnalyse Nr. 17/2014.

¹⁹¹ Ebenda.

3.4. Energieeffizienz

Energieeffizienz

EU-Ziel:

- ▶ Reduzierung des prognostizierten EU-Energieverbrauchs
 - bis 2020 um 20 %
 - bis 2030 um 27 %

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV: Energieeffizienz

EU-Regulierungsrahmen:

- ▶ Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung: Richtlinie 2012/27/EU
- ▶ Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden: Richtlinie 2010/31/EU
- ▶ Kennzeichnung des Energieverbrauchs von Produkten: Richtlinie 2010/30/EU
- ▶ Umweltgerechte Produktgestaltung (Ökodesign): Richtlinie 2009/125/EG
- ▶ Energieeffiziente Straßenfahrzeuge: Richtlinie 2009/33/EG
- ▶ Kennzeichnungssystem für Reifen: Verordnung (EU) Nr. 1222/2009
- ▶ Energieeffizienz und Kraft-Wärme-Kopplung: Richtlinie 2012/27/EU

3.4.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieeffizienz

Mit dem Inkrafttreten des Vertrages von Lissabon am 1. Dezember 2009 verfügt die EU gemäß Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV ausdrücklich über die Kompetenz, die Energieeffizienz zu fördern. Nach Auffassung des Europäischen Parlaments und des Ministerrates verbessere Energieeffizienz „die Versorgungssicherheit der Union“.¹⁹² Darüber hinaus trage sie dazu bei, „Treibhausgasemissionen kostenwirksam zu senken und dadurch den Klimawandel abzumildern.“¹⁹³ Das Europäische Parlament und der Rat gehen davon aus, dass der „Umstieg auf eine energieeffizientere Wirtschaft“ auch die „Verbreitung innovativer technologischer Lösungen beschleunigen sowie die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in der Union verbessern“ sollte.¹⁹⁴

Bereits seit der ersten Ölkrise 1973, die den Industriestaaten ihre Abhängigkeit von Erdölimporten sowie ihren insgesamt hohen Energieverbrauch vor Augen führte, hat es innerhalb der Europäischen Gemeinschaft verschiedene Ansätze für die Einsparung von Energie und die Steigerung der Energieeffizienz gegeben. Mit den in den 1970er-¹⁹⁵, 1980er-¹⁹⁶ und frühen 1990er-Jahren¹⁹⁷ ergrif-

¹⁹² Richtlinie 2012/27/EU (Energieeffizienz-Richtlinie), Erwägungsgrund 1.

¹⁹³ Ebenda.

¹⁹⁴ Ebenda.

¹⁹⁵ Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Auf dem Wege zu einer neuen energiepolitischen Strategie für die Gemeinschaft, Bulletin der Europäischen Gemeinschaften, Beilage 4/74; Entschließung des Rates v. 17.09.1974 betreffend eine neue energiepolitische Strategie für die Gemeinschaft, ABl. Nr. C 153 v. 09.07.1975, S. 1; Entschließung des Rates v. 17.12.1974 betreffend Ziele der gemeinschaftlichen Energiepolitik für 1985, ABl. Nr. C 153 v. 09.07.1975, S. 2; Entschließung des Rates v. 17.12.1974 für ein Aktionsprogramm der Gemeinschaft im Bereich der rationellen Energienut-

fenen Initiativen und den daraus hervorgegangenen Maßnahmen¹⁹⁸ zur Förderung der Energieeffizienz wurde jedoch das Ziel, die Intensität des Energieverbrauchs (durchschnittlicher Energieeinsatz in der Wertschöpfung) bis 1995 um mindestens 20 % zu verbessern, mit einer erreichten Verringerung der Intensität von lediglich 12 % deutlich verfehlt.¹⁹⁹ Ausgehend von der Annahme, dass das wirtschaftliche Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz von 1998 bis 2010 für alle Industriezweige rund 18 % des jährlichen Endenergieverbrauchs des Jahres 1995 beträgt²⁰⁰, legte die Kommission im Jahr 2000 einen Aktionsplan zur Senkung des Energieverbrauchs durch die Verbesserung der Energieeffizienz vor, der Maßnahmen im Verkehrssektor, in Bezug auf Haushalts-, Gewerbe- und andere Endverbrauchsgeräte, hinsichtlich Industrie und Gewerbe (einschließlich Elektrizitäts- und Gasversorgung) sowie im Gebäudesektor vorsah.²⁰¹ Nachdem die Kommission 2005 festgestellt hatte, dass 20 % des Primärenergieverbrauchs der EU bis 2020 auf kostengünstige Weise eingespart werden könnten²⁰², schlug sie 2006 einen weiteren **Aktionsplan für Energieeffizienz** für den Zeitraum bis 2012 vor.²⁰³ Auf dieser Basis forderten sowohl der Rat im November 2006²⁰⁴ als auch der Europäische Rat im Rahmen seines **20-20-20-Beschlusses** vom März 2007²⁰⁵ die Umsetzung vorrangiger Maßnahmen in Bezug auf die Energieeffizienz im Verkehr, Mindestanforderungen an die Energieeffizienz energiebetriebener Geräte, die Verbesserung des Verhaltens der Energieverbraucher hinsichtlich Energieeffizienz und Energieeinsparung, Innovation und Technologie im Energiebereich und Energieeinsparungen bei Gebäuden. Zugleich forderte der Europäische Rat die Mitgliedstaaten auf, die Energieeffizienz zu steigern, um bis 2020 das **rechtlich unverbindliche Ziel** zu erreichen, **20 % des EU-Gesamtenergieverbrauchs, gemessen an den Prognosen für 2020, einzusparen**.²⁰⁶ Im Oktober 2014 hat der Europäische Rat in seinem 2030-Beschluss zur Verbesserung der Energieeffizienz bis 2030 ein „indikatives“ bzw. unverbindliches Ziel auf EU-Ebene von mindestens 27 % gegenüber dem auf Basis der derzeitigen Kriterien prognostizierten Energieverbrauch vorgegeben, aus dem ausdrücklich keine verbindlichen nationalen Ziele für die Mitgliedstaaten abzuleiten sind.²⁰⁷

Zur Umsetzung des strategischen Energieeffizienz-Ziels bis 2020 legte die Kommission im November 2008 ein „Energieeffizienzpaket“ vor²⁰⁸, das Vorschläge zur Neufassung der Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden²⁰⁹, zur Überarbeitung der Energieverbrauchsangabe-Richtlinie 92/75/EWG²¹⁰, für eine neue Richtlinie über ein Kennzeichnungssystem

zung, ABl. Nr. C 153 v. 09.07.1975, S. 5; Entschließung des Rates v. 13.02.1975 betreffend Maßnahmen zur Erreichung der vom Rat am 17.12.1974 festgelegten Ziele der gemeinschaftlichen Energiepolitik, ABl. Nr. C 153 v. 09.07.1975, S. 6.

¹⁹⁶ Entschließung des Rates v. 16.09.1986 über neue energiepolitische Ziele der Gemeinschaft für 1995 und die Konvergenz der Politik der Mitgliedstaaten, ABl. Nr. C 241 v. 25.09.1986, S. 1; Kommissionsmitteilung KOM(1987) 233 „Fortführende Politik der effizienten Energienutzung in der Gemeinschaft“.

¹⁹⁷ Kommissionsvorschlag KOM(1990) 365 für eine Entscheidung des Rates zur Förderung von Energieeinsparungen in der Gemeinschaft.

¹⁹⁸ Vgl. z.B. Richtlinie 93/76/EWG zur Begrenzung der Kohlendioxidemissionen durch eine effizientere Energienutzung (SAVE).

¹⁹⁹ Kommissionsmitteilung KOM(1998) 246 „Energieeffizienz in der Europäischen Gemeinschaft – Ansätze für eine Strategie des rationellen Energieeinsatzes“, S. 7.

²⁰⁰ Ebenda, S. 3.

²⁰¹ Kommissionsmitteilung KOM(2000) 247 „Aktionsplan zur Verbesserung der Energieeffizienz in der Europäischen Gemeinschaft“.

²⁰² Grünbuch der Kommission KOM(2005) 265 „Energieeffizienz – Weniger kann mehr sein“, S. 4.

²⁰³ Kommissionsmitteilung KOM(2006) 545 „Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potenzial ausschöpfen“.

²⁰⁴ Rat v. 23.11.2006, Schlussfolgerungen zum Aktionsplan der Kommission für Energieeffizienz, Dok. 15210/06.

²⁰⁵ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20-Beschluss“), S. 20, Rn. 6.

²⁰⁶ Ebenda.

²⁰⁷ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 3.

²⁰⁸ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 772 „Energieeffizienz: Erreichung des 20 %-Ziels“.

²⁰⁹ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 780 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung); hierzu cepAnalyse v. 09.01.2009.

²¹⁰ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 778 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen; hierzu cepAnalyse v. 12.01.2008.

für Reifen²¹¹ sowie eine Mitteilung über die Kraft-Wärme-Kopplung²¹² und eine Entscheidung der Kommission zur Festlegung von Leitlinien für die Berechnung der Strommenge aus der Kraft-Wärme-Kopplung²¹³ umfasste.

Im Juni 2011 schlug die Europäische Kommission eine Richtlinie zur Regelung der Energieeffizienz vor²¹⁴, die nach kontroversen Beratungen im Europäischen Parlament und im Ministerrat im Oktober 2012 erlassen wurde. Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU²¹⁵ stellt nun das zentrale Instrument der Energieeffizienzpolitik dar.

3.4.1.1. Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU

3.4.1.1.1. Einleitung

Die Energieeffizienzpolitik der EU findet ihren Niederschlag in verschiedenen Rechtsakten. Zentrales Instrument ist die **Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU**, die nunmehr das Ziel für den Energieverbrauch und die Menge an einzusparender Energie bis 2020 in einem Rechtsakt beziffert: Die EU strebt für das Jahr 2020 einen Energieverbrauch von maximal 1.483 Mio. t RÖE (Rohöleinheiten) Primärenergie bzw. 1.086 Mio t RÖE Endenergie an (Art. 3 Abs. 1 lit. a, Erwägungsgrund 2). Primärenergieverbrauch ist der gesamte Bruttoinlandsverbrauch einer Volkswirtschaft. Endenergieverbrauch ist der Primärenergieverbrauch abzüglich der Umwandlungsverluste. Er beschreibt die an Industrie, den Verkehr, die Haushalte, den Dienstleistungssektor und die Landwirtschaft gelieferte Energie. Der Verbrauch der Energiewirtschaft selbst sowie Umwandlungsverluste sind im Endenergieverbrauch nicht enthalten (Art. 2 Nr. 2 und 3). Gemessen am prognostizierten Energieverbrauch in der EU für das Jahr 2020 entspricht dies einer Einsparung von 368 Mio. t RÖE (Erwägungsgrund 2). Auch wenn die Richtlinie den Ausdruck „Effizienz“ im Namen trägt und somit auf das Verhältnis einer Input- und einer Outputgröße verweist, formuliert sie das Einsparziel absolut. Richtigerweise müsste man daher von einer „Energieeinsparungsrichtlinie“ sprechen.

Das so formulierte Einsparziel soll durch Pflichten für den öffentlichen Sektor der Mitgliedstaaten, durch Pflichten für Energieverteiler und/oder Energieeinzelhandelsunternehmen sowie durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden. Grundsätzlich haben die Mitgliedstaaten bei vielen Pflichten die Möglichkeit, das angestrebte Ziel auch durch alternative Handlungen zu erreichen. Viele Verpflichtungen stehen unter dem Vorbehalt einer nicht unverhältnismäßigen Kostenbelastung.

3.4.1.1.2. Maßnahmen für den öffentlichen Sektor

Die Mitgliedstaaten werden durch die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU auf zweifache Weise in die Pflicht genommen: Zum einen müssen sie über die Erfüllung eines selbstgesteckten nationalen Energieeffizienzziels gegenüber der Kommission Rechenschaft ablegen. Zum anderen folgen aus ihr weitreichende Verpflichtungen für das öffentliche Beschaffungswesen sowie das Gebäudemangement.

Die Mitgliedstaaten müssen ein „indikatives“ – also unverbindliches – „nationales Energieeffizienzziel“ festlegen. Diese Ziele und die „Fortschritte“ bei ihrer Erreichung müssen die Mitgliedstaaten

²¹¹ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 779 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Kennzeichnung von Reifen in Bezug auf die Kraftstoffeffizienz und andere wesentliche Parameter.

²¹² Kommissionsmitteilung KOM(2008) 771 „Mehr Energie einsparen in Europa durch Kraft-Wärme-Kopplung“.

²¹³ Kommissionsentscheidung 2008/952/EG zur Festlegung detaillierter Leitlinien für die Umsetzung und Anwendung des Anhangs II der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, in: ABIEU L 338 v. 17.12.2008, S. 55 f.

²¹⁴ Kommissionsvorschlag COM(2011) 350 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG; hierzu cepAnalyse v. 22.08.2011

²¹⁵ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.

bis zum 30. April jedes Jahres an die Europäische Kommission übermitteln (Art. 1 Abs. 1 i. v. m. Art. 24. Abs. 1). Zu berücksichtigen haben die Mitgliedstaaten dabei das EU-weite Verbrauchs- bzw. Einsparziel.

Die Europäische Kommission hat im Juli 2014 eine Mitteilung²¹⁶ veröffentlicht, in der sie über den Stand der Energieeffizienzpolitik berichtete, die Erreichbarkeit des Ziels für 2020 bewertet und ein neues Einsparziel für 2030 vorschlug. Nur fünf Mitgliedstaaten haben der Kommission die vollständige Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU mitgeteilt.²¹⁷ Die EU wird voraussichtlich das angepeilte 20 %-Einsparziel knapp verfehlen und „nur“ 18–19 % erreichen. Von diesen Einsparungen ist ca. ein Drittel auf das „unerwartet geringe Wirtschaftswachstum“²¹⁸ zurückzuführen. Die vollständige Erreichung des 20 %-Ziels ist nach Auffassung der Kommission möglich, wenn alle Mitgliedstaaten die Richtlinie vollständig umsetzen.

Seit dem 1. Januar 2014 müssen jährlich 3 % der Gesamtfläche beheizter und/oder gekühlter Gebäude, die sich im Eigentum einer Zentralregierung eines Mitgliedstaates befinden, so renoviert werden, dass sie die Mindestanforderungen für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Art. 4 Richtlinie 2010/31/EU) erfüllen (Art. 5). Vorrang haben dabei Gebäude mit der schlechtesten Gesamtenergieeffizienz (Art. 5 Abs. 1 UAbs. 5).

Wird das 3 %-Ziel in einem Jahr übererfüllt, können die zuständigen öffentlichen Einrichtungen den Überschuss entweder einem der beiden vorherigen oder darauffolgenden Jahre zuordnen (Art. 5 Abs. 3). Auf diese Weise wird eine gewisse zeitliche Flexibilität ermöglicht. Damit nachvollzogen werden kann, ob die Mitgliedstaaten ihren Verpflichtungen nachkommen, erstellen sie bis zum 31. Dezember 2013 ein Inventar der entsprechenden Gebäude und machen dieses öffentlich zugänglich (Art. 5 Abs. 5). Um zu verhindern, dass die Mitgliedstaaten ihren Renovierungsverpflichtungen dadurch entgehen können, dass sie Gebäude anmieten statt eigene Gebäude zu nutzen, müssen angemietete Gebäude den gleichen Energieeffizienzanforderungen genügen wie Gebäude im öffentlichen Eigentum (Art. 6, Anhang III lit. f).

Im Vorschlag der Kommission²¹⁹, aus dem die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU hervorgegangen ist, war diese Verpflichtung nicht auf die „Zentralregierung“ beschränkt, sondern betraf alle „öffentlichen Einrichtungen“. Die Einschränkung auf die Verpflichtung der Zentralregierung ergab sich im weiteren Gesetzgebungsverfahren. Die Zentralregierung ist definiert als „alle Verwaltungseinheiten, deren Zuständigkeit sich auf das gesamte Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats erstreckt“ (Art. 2 Nr. 8). Erwägungsgrund 19 der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU besagt, dass dann, wenn „in einem Mitgliedstaat für einen bestimmten Zuständigkeitsbereich keine einschlägige Verwaltungseinheit existiert, die das gesamte Hoheitsgebiet abdeckt, [...]“ die Verpflichtung der Zentralregierung „für die Verwaltungseinheiten gelten [sollte], deren Zuständigkeiten gemeinsam das gesamte Hoheitsgebiet abdecken.“

Um die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU zu unterstützen, hat die Europäische Kommission im November 2013 unverbindliche Leitlinien veröffentlicht, „in denen genauer erläutert wird, wie bestimmte Vorschriften der Richtlinie ihrer Ansicht nach ausgelegt und angewandt werden sollten“²²⁰. Darin erläutert die Kommission, wie ihrer Auffassung nach der Begriff „Zentralregierung“ auszulegen ist. Ergänzend zu der Definition nach Art. 2 Nr. 18 Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU können die Mitgliedstaaten auf ein Verzeichnis der zentra-

²¹⁶ Kommissionsmitteilung COM(2014) 520 „Energieeffizienz und ihr Beitrag zur Energieversorgungssicherheit und zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“.

²¹⁷ Dänemark, Italien, Malta, Schweden und Zypern; vgl. Kommissionsmitteilung COM(2014) 520, S. 3 und Anhang III.

²¹⁸ Ebenda, S. 4.

²¹⁹ Kommissionsvorschlag COM(2011) 350; hierzu cepAnalyse v. 22.08.2011.

²²⁰ Kommissionsmitteilung COM(2013) 762 „Durchführung der Energieeffizienzrichtlinie – Leitlinien der Kommission“, S. 5.

len Regierungsstellen Bezug nehmen, das sich im Anhang IV der Richtlinie 2004/18/EG über die öffentliche Auftragsvergabe befindet.²²¹

Für föderale Staaten verweist die Europäische Kommission explizit auf den bereits genannten Erwägungsgrund 17 der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU. Dies würde heißen, dass in Deutschland auch Bundesländer zur Zentralregierung gezählt werden könnten, sofern sie Aufgaben übernehmen, die der Bund nicht übernimmt.

Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU sieht die Berücksichtigung von Energieeffizienz-Aspekten im öffentlichen Beschaffungswesen der Zentralregierungen vor, sofern dies mit den „Aspekten Kostenwirksamkeit, [...] technische Eignung und ausreichender Wettbewerb zu vereinbaren ist“ (Art. 6 Abs. 1). Zentralregierungen dürfen in diesem Fall nur Produkte, Dienstleistungen und Gebäude beschaffen, die die Anforderungen an „hohe Energieeffizienz“ erfüllen (Art. 6, Anhang III). Diese Verpflichtung gilt grundsätzlich ab einem Schwellenwert von 134.000,00 € (Art. 6 Abs. 1 i.V.m. Art. 7 der Richtlinie 2004/18/EG über die öffentliche Auftragsvergabe).

Energieverbrauchende Produkte, und solche, die den Energieverbrauch beeinflussen, die von der Energieverbrauchskennzeichnung-Richtlinie 2010/30/EU zur oder einem darauf basierenden delegierten Rechtsakt erfasst werden, müssen zur „höchstmöglichen Energieeffizienzklasse“ gehören, in Anbetracht der Tatsache, dass „hinreichender Wettbewerb sichergestellt sein muss“ (Anhang III lit. a). Produkte, die nicht von der Energieverbrauchskennzeichnung-Richtlinie 2010/30/EU erfasst werden, aber von Durchführungsmaßnahmen der Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG erfasst werden, die nach dem 4. Februar 2012 angenommen wurde, müssen die dort festgelegten Energieeffizienzanforderungen erfüllen (Anhang III lit. b).

Mitgliedstaaten müssen bei der Ausschreibung von Dienstleistungsverträgen fordern, dass der Auftragnehmer nur solche Produkte (z.B. Materialien oder Geräte) für die Erbringung der Dienstleistung einsetzt, die bestimmte Energieeffizienzanforderungen erfüllen. Dies bezieht sich nur auf neue Produkte, die von Dienstleistern ausschließlich oder teilweise für die Erbringung der entsprechenden Dienstleistung erworben wurden (Anhang III lit. e).

3.4.1.1.3. Jährliche Energieeinsparungen von 1,5 %

Die Mitgliedstaaten müssen jährliche Energieeinsparungen in einer bestimmten Höhe gewährleisten (s. u.). Dies können Sie auf verschiedenen Wegen erreichen.

Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU nimmt grundsätzlich mittelbar Energieverteiler und Energieeinzelhandelsunternehmen zum Energiesparen in die Pflicht. Energieverteiler sind für den Transport von Energie zur Abgabe an Endkunden oder entsprechende Verteilerstationen verantwortlich (Art. 2 Nr. 20). Energieeinzelhandelsunternehmen verkaufen Energie an Endkunden (Art. 2 Nr. 22). Jeder Mitgliedstaat muss grundsätzlich ein „Energieeffizienzverpflichtungssystem“ einführen (Art. 7 Abs. 1). Dieses System muss sicherstellen, dass entweder alle Energieverteiler oder alle Energieeinzelhandelsunternehmen, die im Hoheitsgebiet des jeweiligen Mitgliedstaates tätig sind, Energieeinsparungen realisieren. Im Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis zum 31. Dezember 2020 muss das System neue jährliche Energieeinsparungen in Höhe von 1,5 % eines anzusetzenden Referenzwertes entsprechen. Der Referenzwert ergibt sich aus dem gemittelten jährlichen Energieabsatz aller Energieverteiler oder Energieeinzelhandelsunternehmen an Endkunden im letzten Dreijahreszeitraum vor dem 1. Januar 2013 (Art. 7 Abs. 1). Im Verkehrswesen genutzte Energie muss für diese Berechnungen nicht herangezogen werden.

²²¹ Ebenda, S. 6. Die Liste umfasst für Deutschland die Bundesministerien sowie das Bundeskanzleramt. Die Leitlinien sind im Kommissionsdokument SWD(2013) 445 niedergelegt.

Die Mitgliedstaaten können den verpflichteten Unternehmen eine gewisse zeitliche Flexibilität einräumen, indem sie ihnen gestatten, in einem bestimmten Jahr erzielte Energieeinsparungen entweder auf eines der vier vorausgegangenen Jahre oder der drei darauffolgenden Jahre anzurechnen (Art. 7 Abs. 7 lit c).

Bis einschließlich 2017 dürfen die Mitgliedstaaten auch geringere Einsparungen erzielen (Art. 7 Abs. 2 lit. a und Abs. 3). Mitgliedstaaten können in diesem Zeitraum das Absatzvolumen der für industrielle Tätigkeiten²²² genutzten Energie „ganz oder teilweise“ aus der Berechnung der Energieeinsparungen herausnehmen (Art. 7 Abs. 2 lit b). Energieeinsparungen aufgrund von Maßnahmen, die nach dem 31. Dezember 2008 eingeführt wurden und weiterhin Wirkung entfalten, dürfen auf die erforderlichen Energieeinsparungen angerechnet werden (Art. 7 Abs. 2 lit. d). Insgesamt dürfen die unter Bezug auf die Regelungen des Art. 7 Abs. 2 angegebenen Minderungen die Reduktionspflicht des betreffenden Mitgliedstaates um höchstens ein Viertel verringern.

Außerdem können die Mitgliedstaaten den verpflichteten Parteien gestatten, zertifizierte Energieeinsparungen, die von Dritten erzielt wurden (etwa Energiedienstleistern) auf ihre Verpflichtungen anzurechnen (Art. 7 Abs. 7 lit. b). Dies bewirkt, dass verpflichtete Unternehmen die erforderlichen Energieeinsparungen nicht mehr bei *ihren* Endkunden und auch überhaupt nicht mehr bei *End*-kunden erreichen müssen. Durch die Anerkennung zertifizierter Energieeinsparungen von Dritten entsteht ein Markt für zertifizierte Energieeinsparungen.

An die Stelle von Energieeffizienzverpflichtungssystemen können die Mitgliedstaaten auch „andere strategische Maßnahmen“ ergreifen, um entsprechende Energieeinsparungen bei Endkunden zu bewirken (Art. 7 Abs. 9). Die Richtlinie nennt einen nicht abschließenden Katalog von solchen Maßnahmen (Art. 7 Abs. 9). Dazu gehören Energie- oder CO₂-Steuern, Energiekennzeichnungssysteme, die bereits EU-rechtlich verbindlich sind, Finanzierungsinstrumente oder steuerliche Anreize zur Nutzung energieeffizienter Techniken, berufliche oder allgemeine Bildung, die zur Nutzung energieeffizienter Technologien führt u.v.m.

3.4.1.1.4. Kraft-Wärme-Kopplung

Die **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** ist eine Technik, bei der in einem Vorgang zugleich Strom und Nutzwärme erzeugt werden können. Im Gegensatz zu herkömmlichen Kraftwerken, bei denen der Dampf über Kühltürme oder Schornsteine direkt in die Atmosphäre abgeleitet wird, lässt man bei KWK-Anlagen die Abgase zunächst abkühlen, wobei diese ihre Wärmeenergie an einen Heißwasser-/Dampfkreislauf zur weiteren Nutzung abgeben. In der Europäischen Union beträgt der durchschnittliche Wirkungsgrad der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken derzeit nur ca. 40 %. Könnte durch Kraft-Wärme-Kopplung die gleichzeitig erzeugte Wärme genutzt werden, würde sich der Gesamtwirkungsgrad nahezu verdoppeln. An der gesamten Stromerzeugungskapazität der EU hatte die KWK 2008 lediglich einen Anteil von 13,6 %. Nach Schätzungen der Kommission kann der Einsatz der KWK-Technologie bis zu 2 % zur Realisierung der Zielvorgabe von jährlich 20 % Primärenergieeinsparungen bis 2020 beitragen.²²³

Die **KWK-Richtlinie 2004/8/EG** zielte darauf ab, EU-weit einheitliche Rahmenbedingungen zu schaffen, um den Bau von KWK-Anlagen dort zu fördern, wo ein Nutzwärmebedarf besteht oder absehbar ist. Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU löst die KWK-Richtlinie 2004/8/EG ab und enthält Vorschriften zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. KWK ist die gleichzeitige Erzeugung sowohl thermischer Energie als auch elektrischer oder mechanischer Energie in einem Prozess (Art. 2 Abs. 30). Die Mitgliedstaaten müssen bis zum 31. Dezember 2015 jeweils das Potenzial für den Einsatz „hocheffizienter“ KWK ermitteln und der Europäischen Kommission berichten (Art. 14

²²² Gemeint sind industrielle Tätigkeiten, die in Anhang I der ETS-Richtlinie 2003/87/EG aufgeführt sind.

²²³ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 771.

Abs. 1). Hocheffizient ist KWK, wenn die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme zu mindestens 10 % Primärenergieeinsparungen führt (Art. 2 Nr. 34, Anhang II). Diese Berichte werden auf Ersuchen der Kommission alle fünf Jahre aktualisiert. Wenn die Mitgliedstaaten zu dem Schluss kommen, dass ein Potenzial für den Einsatz hocheffizienter KWK-Anlagen gegeben ist und der Nutzen die Kosten überwiegt, müssen sie die Infrastruktur für Fernwärme und -kälte aus-, oder ggf. aufbauen (Art. 14 Abs. 4).

Seit dem 5. Juli 2014 müssen in folgenden Fällen Kosten-Nutzen-Analysen im Hinblick auf den KWK-Einsatz durchgeführt werden (Art. 14 Abs. 5): bei Planung neuer thermischer Stromerzeugungsanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 Megawatt (MW), bei erheblichen Modernisierungen thermischer Stromerzeugungsanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, bei Planung oder bei erheblicher Modernisierung von Industrieanlagen mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mehr als 20 MW, sofern Abwärme mit einem nutzbaren Temperaturniveau entsteht, Planung eines neuen Fernwärme- oder Fernkältenetzes. Die Mitgliedstaaten können bestimmte Anlagen von diesen Pflichten ausnehmen, z.B. Kernkraftwerke oder bestimmte Reserve-Stromerzeugungsanlagen (Art. 14 Abs. 6).

3.4.1.2. Energieeffizienz von Gebäuden

Der Sektor für Wohn- und Gewerbegebäude ist nach Erkenntnissen der Kommission als größter Energieverbraucher und Verursacher von CO₂-Emissionen für ca. 40 % des Endenergieverbrauchs und 36 % der Kohlendioxidemissionen in der EU verantwortlich. Die Kommission schätzt, dass in diesem Bereich bis 2020 rund 11 % an Endenergie in der EU eingespart werden könnten.²²⁴ Zu diesem Zweck haben die Mitgliedstaaten nach der Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden insbesondere Mindestanforderungen an die „Gesamtenergieeffizienz“ neuer und bestehender Gebäude festzulegen (Art. 3–6). Dabei bezeichnet die „Gesamtenergieeffizienz eines Gebäudes“ die Energiemenge, die tatsächlich verbraucht oder veranschlagt wird, um den unterschiedlichen Erfordernissen im Rahmen der Standardnutzung des Gebäudes (z.B. Heizung, Warmwasserbereitung, Kühlung, Lüftung und Beleuchtung) gerecht zu werden. Zudem haben die Mitgliedstaaten für die Erstellung von Energieausweisen für Gebäude und für regelmäßige Inspektionen von Heizkesseln und Klimaanlage in Gebäuden durch unabhängige und qualifizierte Fachleute zu sorgen.

Im Rahmen des Energiepakets vom 13. November 2008 schlug die Kommission eine Neufassung der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vor.²²⁵ Nach der am 19. Mai 2010 erlassenen **Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie 2010/31/EU** sollen die Mitgliedstaaten zukünftig die Anforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden auf dem „kostenoptimalen Niveau“ festlegen. Dabei handelt es sich um das niedrigste Kostenniveau während der geschätzten wirtschaftlichen Lebensdauer des Gebäudes, das unter Berücksichtigung der energiebezogenen Investitionskosten, der Instandhaltungs- und Betriebskosten (einschließlich der Energiekosten und -einsparungen der betreffenden Gebäudekategorie und gegebenenfalls der Einnahmen aus der Energieerzeugung) sowie gegebenenfalls der Entsorgungskosten zu bestimmen ist. Vor Verabschiedung der Richtlinie waren die Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz bei größeren Renovierungen nur dann zu beachten, wenn das Gebäude eine Gesamtnutzfläche über 1.000 m² aufweist. Diese Einschränkung, die laut Kommission 72 % des aktuellen Bestandes von der Pflicht zur energieeffizienten Renovierung ausnimmt, entfiel mit der Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie 2010/31/EU. Zudem sollen die Mitgliedstaaten zukünftig Min-

²²⁴ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 780 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), S. 2; Kommissionsmitteilung KOM(2008) 772 „Energieeffizienz: Erreichung des 20 %-Ziels“, S. 10.

²²⁵ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 780; hierzu cepAnalyse v. 09.01.2009.

destanforderungen an technische Systeme wie Heizungs-, Warmwasserbereitungs- und Klimaanlage festlegen. Von zentraler Bedeutung ist, dass nach der Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie 2010/31/EU erstens bis Ende 2020 alle neuen Gebäude und zweitens ab 2019 neue Gebäude, die von Behörden als Eigentümer genutzt werden, sog. „**Niedrigstenergiegebäude**“ sein müssen. Hierunter sind Gebäude zu verstehen, die eine sehr hohe Gesamtenergieeffizienz aufweisen. Dabei sollte der „fast bei Null liegende“ oder „sehr geringe“ Energiebedarf zu einem „ganz wesentlichen Teil“ durch Energie aus erneuerbaren Quellen – einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird – gedeckt werden.

3.4.1.3. Energieeffizienz von Produkten

Auf europäischer Ebene bestehen unterschiedliche Ansätze, um die Energieeffizienz in Bezug auf Produkte zu steigern. Zum einen sollen Verbraucher zum Kauf möglichst energieeffizienter Produkte angeregt werden, indem man sie umfassend über deren Energieverbrauch informiert. Zum anderen wird zunehmend die Gestaltung der Produkte selbst durch entsprechende Vorgaben reguliert (Ökodesign).

3.4.1.3.1. Energiekennzeichnung energieverbrauchsrelevanter Produkte

Um den Verbrauchern die Entscheidung beim Kauf möglichst energiesparender Geräte zu erleichtern, wurden bereits durch die **Energiekennzeichnung-Richtlinie 92/75/EG** die Vorschriften der Mitgliedstaaten hinsichtlich der Veröffentlichung von Angaben – insbesondere mittels Etiketten und Produktinformationen – über den Energieverbrauch und den Verbrauch an anderen wichtigen Ressourcen sowie von zusätzlichen Angaben über bestimmte Arten von Haushaltsgeräten harmonisiert. Die Energiekennzeichnung-Richtlinie 92/75/EG gilt für verschiedene Arten von Haushaltsgeräten (insbesondere Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen, Geschirrspüler und Klimageräte). Zum Verkauf, zur Vermietung oder zum Ratenkauf angebotene Haushaltsgeräte müssen mit einem Datenblatt und einem Etikett versehen sein, die Angaben über den Verbrauch der Haushaltsgeräte an elektrischer Energie und anderen Energieträgern sowie anderen wichtigen Ressourcen enthalten (Skala der Energieeffizienzklassen von „A“ bis „G“). Werden die betreffenden Geräte über den Versandhandel, in Katalogen oder auf einem anderen Wege angeboten, bei dem der potenzielle Käufer die Geräte nicht ausgestellt sehen kann, ist sicherzustellen, dass ihm die wesentlichen auf dem Etikett bzw. dem Datenblatt enthaltenen Angaben vor dem Kauf zur Kenntnis gelangen.

Die Kommission hat – wie in ihrem „Aktionsplan für Nachhaltigkeit in Produktion und Verbrauch und für eine nachhaltige Industriepolitik“²²⁶ angekündigt – als Bestandteil ihres Energiepakets vom 13. November 2008 einen Vorschlag zur Neufassung der Energiekennzeichnung-Richtlinie 92/75/EG vorgelegt²²⁷, die am 19. Mai 2010 als „Richtlinie über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen“ (**Energiekennzeichnung-Richtlinie 2010/30/EU**) erlassen wurde.

Die Energiekennzeichnung-Richtlinie 2010/30/EU sieht insbesondere eine deutliche Ausweitung des Geltungsbereichs auf alle „**energieverbrauchsrelevanten Produkte**“ vor, die während ihres Gebrauchs wesentliche unmittelbare und mittelbare Auswirkungen auf den Verbrauch an Energie

²²⁶ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 397 „Aktionsplan für Nachhaltigkeit in Produktion und Verbrauch und für eine nachhaltige Industriepolitik“, S. 6 f. Im Mittelpunkt des Aktionsplans steht ein Rahmenkonzept zur Verbesserung der Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit von Produkten über deren gesamten Lebenszyklus hinweg; vgl. Kommissionsmitteilung KOM(2003) 302 „Integrierte Produktpolitik – Auf den ökologischen Lebenszyklus-Ansatz aufbauen“.

²²⁷ Kommissionsvorschlag KOM(2008) 778 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen; hierzu cepAnalyse v. 12.01.2008.

und gegebenenfalls anderen wichtigen Ressourcen wie Wasser und Chemikalien haben. Zu den „energieverbrauchsrelevanten Produkten“ zählen sowohl energiegetriebene Produkte (z.B. Leuchtmittel, Staubsauger und TV-Geräte) als auch Produkte, die Einfluss auf den Energieverbrauch haben (z.B. Fenster und Duschköpfe). Ausdrücklich ausgenommen sind jedoch Verkehrsmittel zur Personen- oder Güterbeförderung. Für Produkte in der höchsten Effizienzstufe kann die Kommission – sofern der technische Fortschritt dies erfordert – Durchführungsmaßnahmen erlassen, die die zusätzlichen **Energieeffizienzklassen A+, A++ und A+++** vorsehen. Grundsätzlich wird die Gesamtzahl der Klassen auf sieben beschränkt, es sei denn, Produkte in weiteren Klassen sind noch auf dem Markt. Die Farbpalette umfasst höchstens sieben unterschiedliche Farben von Dunkelgrün bis Rot. Nur der Farbcode der höchsten Klasse ist immer Dunkelgrün. Gibt es mehr als sieben Klassen, so kann für die überzähligen Klassen nur die Farbe Rot verwendet werden.

Bei der Vergabe öffentlicher Bau-, Liefer- oder Dienstleistungsaufträge haben die Vergabebehörden „bestrebt“ zu sein, nur Produkte zu beschaffen, die den höchsten Grad an Leistungsfähigkeit und Energieeffizienz aufweisen. Allerdings können die Mitgliedstaaten verlangen, dass die Vergabebehörden nur Produkte beschaffen, die diese Kriterien erfüllen. Der ursprüngliche Kommissionsvorschlag hatte noch eine obligatorische Einhaltung des festgelegten Mindestleistungsniveaus im Rahmen der öffentlichen Beschaffung vorgesehen.

3.4.1.3.2. Umweltgerechte Produktgestaltung (Ökodesign)

Die „Richtlinie zur Schaffung eines Rahmens für die Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte“ (**Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG**) geht über die bloße Information von Verbrauchern über die Beschaffenheit von Produkten hinaus, indem sie bereits bei der Gestaltung der Produkte selbst ansetzt. Demnach soll die Richtlinie die Energieeffizienz und das Umweltschutzniveau erhöhen und zugleich die Sicherheit der Energieversorgung verbessern, indem die von ihr erfassten Produkte durch eine „**umweltgerechte Gestaltung**“ (**Ökodesign**) umfassend umweltverträglicher werden. Dies erfordert die „Berücksichtigung“ von Umwelterfordernissen bei der Produktgestaltung mit dem Ziel, die Umweltverträglichkeit des Produkts während seines gesamten Lebenszyklus (Auswahl und Einsatz von Rohstoffen, Herstellung, Verpackung, Transport und Vertrieb, Installation und Wartung, Nutzung, Entsorgung) zu verbessern. Regelungstechnisch schafft die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG einen Rahmen für die Festlegung verbindlicher Ökodesign-Anforderungen für die einzelnen Produktgruppen auf EU-Ebene. Die von den Durchführungsmaßnahmen erfassten Produkte müssen diese Anforderungen erfüllen, damit sie in Verkehr gebracht und/oder in Betrieb genommen werden dürfen.

Die Rahmenrichtlinie selbst bestimmt lediglich die Bedingungen und Kriterien für den Erlass von Durchführungsmaßnahmen durch die Kommission. Bei der Festlegung von Ökodesign-Anforderungen für ein spezielles Produkt sind je nach dessen Eigenschaften sog. „Ökodesign-Parameter“ zu berücksichtigen (Anhang I Teil 1). Hierzu zählt – neben dem Material- und Frischwasserverbrauch sowie den erzeugten Luft-, Wasser- und Bodenimmissionen und Abfallmengen – insbesondere der Energieverbrauch.

Während die alte Ökodesign-Richtlinie 2005/32/EG ursprünglich nur für „energiebetriebene“ Produkte, z.B. Haushaltsgeräte, Heiz- und Warmwasserbereitungsgeräte, Unterhaltungselektronik, mit Ausnahme von Verkehrsmitteln zur Personen- und Güterbeförderung galt, erstreckt sich die Neufassung auf alle „energieverbrauchsrelevanten“ Produkte, deren Nutzung „den Verbrauch von Energie in irgendeiner Weise beeinflusst“ (Art. 2 Nr. 1). Dazu zählen z.B. Fenster, Isolationsmaterial für Gebäude und Duschköpfe. Zudem muss das Produkt ein Verkaufsvolumen in der EU von mindestens 200.000 Stück pro Jahr, „erhebliche Umweltauswirkungen“ sowie „erhebliches Potenzial für eine Verbesserung seiner Umweltverträglichkeit ohne übermäßig hohe Kosten“ haben (Art. 15

Abs. 2 lit. a–c). Diese Neufassung der Ökodesign-Richtlinie steht – wie die Energiekennzeichnung-Richtlinie 2010/30/EU – in Zusammenhang mit der **Gemeinschaftsstrategie zur integrierten Produktpolitik (IPP)** und ist Teil des **Aktionsplans für Nachhaltigkeit in Produktion und Verbrauch und für eine nachhaltige Industriepolitik**²²⁸.

Die Durchführungsmaßnahmen für spezielle Produktarten werden durch Studien und eine Folgenabschätzung der Kommission bzw. externer Sachverständiger vorbereitet, woran sich die Anhörung eines Konsultationsforums²²⁹, eine Beurteilung der wirtschaftlichen, ökologischen und sozialen Folgen der geplanten Durchführungsmaßnahme und deren Erlass durch die Kommission im Rahmen des Ausschussverfahrens anschließt. Im Oktober 2008 veröffentlichte die Kommission ein Arbeitsprogramm²³⁰, das für 2009 bis 2011 ein nicht erschöpfendes Verzeichnis der Gruppen von energiebetriebenen Produkten enthält, die für den Erlass von Durchführungsmaßnahmen als vorrangig angesehen werden (z.B. Klima- und Lüftungsanlagen, elektrisch oder fossil betriebene Heiz-einrichtungen, Industrie- und Laboröfen, Werkzeugmaschinen, Datenverarbeitungs- und Datenspeicherausrüstung, Kühl- und Tiefkühlleinrichtungen, Transformatoren).

Im Dezember 2012 erschien das zweite Arbeitsprogramm, das eine entsprechende Liste für die Jahre 2012 bis 2014 enthält²³¹. Diese Liste enthält neben Staubsaugern z.B. auch Kaffeemaschinen, Stromkabel und Duschköpfe. Für letztere ist allerdings lediglich eine Kennzeichnung vorgesehen.

3.4.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieeffizienz

3.4.2.1. Die ökonomische Dimension der Effizienzpolitik

Die in der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU festgeschriebene absolute Energieeinsparung von 368 Mio. Tonnen RÖE bis 2020 ist durchaus beachtlich. Zum Vergleich: Deutschland verbrauchte 2012 ca. 319 Mio. Tonnen RÖE. Im Jahr 2020 soll also die Europäische Union einen Energieverbrauch aufweisen, der in dem Umfang geschrumpft ist, der auch eingetreten wäre, wenn Deutschland aus der EU „verschwunden“ wäre. Gegebenenfalls ist dieses Ziel auch bei einer steigenden wirtschaftlichen Leistung zu erreichen. Faktisch wird dies nur bei steigender Energieeffizienz möglich sein.

Technisch bezeichnet Energieeffizienz das Verhältnis von nutzbarem Energieoutput zum Energieinput. Alternativ kann auch eine andere Zielgröße dem Input gegenübergestellt werden, z.B. die in einer bestimmten Helligkeit beleuchtete Fläche oder die auf eine bestimmte Temperatur beheizte Wohnfläche. Indem Output- und Inputmengen sowie sonstige eingesetzte Faktoren monetär bewertet werden, wird Energieeffizienz ein ökonomisches Kriterium.²³² Typischerweise ergibt sich bei der ökonomischen Betrachtung der Energieeffizienz ein intertemporaler Trade-off, bei dem höhere Anfangsausgaben niedrigeren Ausgaben in der Nutzungsphase gegenüberstehen. Nicht jede technische Effizienzsteigerung ist auch eine ökonomische. Einige technische Effizienzsteigerungen sind ökonomisch schlicht „zu teuer“: Die höheren Anfangsausgaben werden nicht durch sinkende Ausgaben in der Nutzungsphase ausgeglichen. Dabei ist auch zu bedenken, dass sich eine erhöhte Energieeffizienz typischerweise nicht eins zu eins in einen geringeren Energieverbrauch überset-

²²⁸ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 397, S. 6 f. Im Mittelpunkt des Aktionsplans steht ein Rahmenkonzept zur Verbesserung der Energieeffizienz und Umweltverträglichkeit von Produkten über deren gesamten Lebenszyklus hinweg; vgl. Kommissionsmitteilung KOM(2003) 302 „Integrierte Produktpolitik – Auf den ökologischen Lebenszyklus-Ansatz aufbauen“.

²²⁹ Kommissionsbeschluss 2008/591/EG über das Ökodesign-Konsultationsforum, in: ABl. L 190 v. 18.07.2008, S. 22.

²³⁰ Kommissionsmitteilung KOM(2008) 660 „Erstellung des Arbeitsprogramms für die Jahre 2009-2011 gemäß der Ökodesign-Richtlinie“.

²³¹ Kommissionsdokument SWD(2012) 434 „Establishment of the Working Plan 2012-2014 under the Ecodesign Directive“.

²³² Vgl. Erdmann, G.; Zweifel, P. (2008): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen, S. 77 f.

zen lässt: Wenn durch eine erhöhte Energieeffizienz die Energieverbrauchskosten pro Outputeinheit sinken, erhöht sich tendenziell die Nachfrage nach Energie (Rebound-Effekt).²³³ Weder das technische noch das ökonomische Verständnis von Energieeffizienz werden aber für das europäische „20-Prozent-Ziel“ berücksichtigt: Das europäische Ziel besteht darin, 20 % des EU-Energieverbrauchs gemessen an den Prognosen für 2020 einzusparen.

Aus ökonomischer Perspektive ist eine erhöhte Energieeffizienz oder eine Energieeinsparung kein eigenständiges Ziel, sondern bestenfalls Mittel zum Zweck. Eine erhöhte Energieeffizienz kann anderen Zielen wie beispielsweise einem geringeren Energieverbrauch dienen, der wiederum die Versorgungssicherheit stärkt und weniger klimaschädliche Energieerzeugung erfordert.

Hohe Energieversorgungssicherheit und Klimaschutz sind unstrittige Ziele der Energiepolitik der EU. Fraglich ist jedoch, ob die neue Kommission den Weg weiterverfolgen sollte, Energieeffizienz – entweder als eigenständiges Ziel oder als Mittel zur Erreichung anderer Zwecke – politisch vorzugeben.

Ein hoheitlicher Eingriff in die Energieeffizienz sollte aus ökonomischer Sicht erwogen werden, falls es klare Belege dazu gibt, dass ohne staatlichen Eingriff systematisch zu viel Energie verbraucht oder zu wenig Energieeffizienz erreicht wird. Auch wenn beispielsweise eine hohe Arbeitseffizienz bestimmt häufig wünschenswert ist, würden nur die wenigsten Bürger ein staatliches Programm zur Förderung der Arbeitseffizienz verlangen. Es ist also zu klären, ob und in welchem Sinne der Energieverbrauch „zu hoch“ ist. Energieverbraucher tragen die Kosten ihres Energienutzungsverhaltens und haben daher Anreize, angemessen sparsam mit Energie umzugehen. Wenn sie Energie verschwenden, schädigen sie sich selbst, da sie die Mittel, die sie für den Energieverbrauch ausgeben, nicht mehr für andere Güter ausgeben können. Koordinierungsprobleme in Unternehmen, wenn etwa keine verhaltenslenkende Aufschlüsselung der Energiekosten erfolgt, begründen noch keinen staatlichen Regulierungsbedarf. Hier ist es Aufgabe die Betriebsführung, ein entsprechendes innerbetriebliches Anreizsystem einzurichten.

Der Energieverbrauch könnte „zu hoch“ sein, weil er teilweise mit klimaschädlichen Wirkungen einhergeht, etwa wenn Strom aus fossilen Brennstoffen gewonnen wird. Der Klimaschutz kann als Argument für ein hoheitliches Energieeinsparziel allerdings auch nicht herhalten, da die Europäische Union bereits Instrumente für eine anspruchsvolle Klimaschutzpolitik wie das EU-ETS an der Hand hat. Energieeffizienz kann eine Folge dieser Instrumente sein – als eigenständiges Ziel ist sie nicht erforderlich.

Ein insgesamt geringerer Energieverbrauch kann zu einer höheren Energieversorgungssicherheit und Unabhängigkeit von Energie(träger)importen führen. Eine pauschale Einsparverpflichtung für alle Mitgliedstaaten der EU ist allerdings bezogen auf diese Absicht wenig zielgenau. Ein pauschales Einsparziel gewährleistet nicht, dass vorrangig weniger importierte Energieträger verbraucht werden. Der Energiemix ist in den Mitgliedstaaten sehr unterschiedlich. Die Abhängigkeit von Importen und die Diversifizierung der Importstrukturen unterscheiden sich zwischen den Mitgliedstaaten ebenfalls erheblich. Einige Mitgliedstaaten sind z.B. bei Erdgas in großem Umfang von russischem Erdgas abhängig, andere weisen eine diversifizierte Lieferantenstruktur auf.

Das pauschale Einsparen von Energieverbrauch führt zu sehr unterschiedlichen Einsparungen von Energieträgern und führt nicht in allen Mitgliedstaaten gleichermaßen dazu, dass sich ihre Importabhängigkeit verbessert. Ein geringerer Stromverbrauch in Deutschland übersetzt sich beispielsweise nicht proportional in eine geringere Abhängigkeit von importiertem Erdgas. Zum einen beträgt der Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas nur ca. 14 %²³⁴, zum anderen wird nicht gleichmä-

²³³ Vgl. Mennel, T; Sturm, B. (2008): Energieeffizienz – eine neue Aufgabe für staatliche Regulierung?, ZEW-Discussion Paper No. 4.

²³⁴ Europäische Kommission, EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2014, S. 185.

ßig an allen Tagen ein bestimmter Anteil von Strom aus Erdgas produziert. Da Erdgas ein vergleichsweise teurer Brennstoff ist, kommen Erdgaskraftwerke typischerweise nur dann zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage nicht durch Kraftwerke ohne Brennstoffkosten (Wind- und Solarenergie) oder mit geringeren Brennstoffkosten (Kernenergie, Braun- und Steinkohle) gedeckt werden kann. Die Relation, in der sich eingesparter Strom in eingesparte Gasimporte übersetzt, ist also auch vom Kraftwerkspark, Leitungskapazitäten und zeitlichen Einflüssen abhängig. Energieeinsparungen in einem Mitgliedstaat gewährleisten auch nicht unmittelbar und automatisch, dass sich die Abhängigkeit eines anderen Mitgliedstaates von Importen von außerhalb der EU verringern. Hierzu kommt es wesentlich auf die Verbindung zwischen den Netzinfrastrukturen im Strom- und Gasbereich der Mitgliedstaaten an. Insofern ist ein pauschales europäisches Energieeinsparungsziel ein recht wenig treffsicheres Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Verringerung der Importabhängigkeit.

3.4.2.2. Mehr Effizienz durch mehr Regulierung?

Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU und weitere Instrumente der Energieeffizienzpolitik, insbesondere die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG, lösen eine Dynamik aus, bei der die ökonomische Dimension der Energieeffizienz immer weiter in den Hintergrund tritt: Nicht mehr die Marktakteure entscheiden, welche Effizienzmaßnahmen für sie vorteilhaft sind, sondern die Politik der EU. Dabei wird weder berücksichtigt, welchem Ziel eine höhere Energieeffizienz dienen soll, noch wird zwischen unterschiedlich teuer erkauften Energieeffizienzmaßnahmen differenziert. Zu teure Effizienzmaßnahmen nützen aber weder dem Klimaschutz noch der Energieversorgungssicherheit: Dem Klimaschutz nützen sie nicht, da man das Klima dann durch andere Maßnahmen effektiver schützen könnte. Der Energieversorgungssicherheit nützen sie nicht, weil durch zu teure Maßnahmen das Knappheitsproblem nicht grundsätzlich entschärft, sondern nur verschoben wird. Die Sicherheit der Energieversorgung steigt dann zwar insofern, als ein geringerer Energieverbrauch die mengenmäßige Abhängigkeit von der Energieversorgung mindert. Wenn aber die Kosten der Energieverwendung gleichzeitig in einem zu hohen Ausmaß steigen²³⁵, tauscht man vermiedene Knappheit bei der Energieversorgung gegen zu stark verschärfte – preissteigerungsbedingte – Knappheit an anderer Stelle. Dies ist weder einzel- noch volkswirtschaftlich eine Verbesserung der ökonomischen Lage.

Für die Zeit bis 2030 schlug die Kommission ein Einsparziel von 30 % vor, ging aber gleichzeitig davon aus, dass die „Energieeffizienzkosten schneller zunehmen als Einsparungen infolge geringerer Einfuhren fossiler Brennstoffe“²³⁶. Insgesamt entstehen durch das neue Ziel also höhere Kosten der Energieversorgung.

Überall dort, wo die Entscheidung über Effizienzverbesserungen nicht mehr bei den Marktakteuren liegt, sondern durch verbindliche Vorschriften festgelegt wird, droht ebenfalls die beschriebene Ineffizienz zu teuer erkaufter Energieeinsparungen. Dies gilt z.B. für die in ihrem Anwendungsbereich ausgeweitete Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG oder die neugefasste Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie 2010/31/EU. Die Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EG wird Maßnahmen im Rahmen der übertragenen Durchführungsbefugnisse auslösen, in denen die Kommission Mindestanforderungen an die Beeinflussung des Energieverbrauchs durch verschiedene Produkte festlegen kann. Dies kann z.B. Duschköpfe, Waschmittel und Fenster betreffen.²³⁷ Auch die Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie 2010/31/EU geht mit entsprechenden Mindestanfor-

²³⁵ Höher als die gesparten Energiekosten zuzüglich einer „Prämie“ für die gestiegenen Versorgungssicherheit.

²³⁶ Kommissionsmitteilung COM(2014) 520, S. 12.

²³⁷ Zu den Regeln der Erstellung von Durchführungsrechtsakten und den damit verbunden Problemen vgl. Wolfram, D. (2009): cepStudie Underground Law? Abgeleitete Rechtsetzung durch Komitologieverfahren in der EU: Bedeutung, Stand und Aussichten nach dem Vertrag von Lissabon; Sohn, K.-D.; Koch, J. (2010): cepKommentierung der Kommissionsmitteilung KOM(2009) 673 „Umsetzung von Artikel 290 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union“.

derungen einher. Wenn sich schon beide Richtlinien gesetzgeberisch nicht verhindern ließen²³⁸, so sollte die Kommission mit Maßnahmen im Rahmen der übertragenen Durchführungsbefugnisse sparsam umgehen. So ließe sich viel ökonomisch schädliche Überregulierung durch die EU vermeiden.

Unabhängig von der grundsätzlichen Kritik an der Energieeffizienz als eigenem regulatorischem Ziel, sind auch die Einsparungspflichten für Energieversorgungsunternehmen als problematisch zu bewerten. Der Ansatz verschiebt die Verantwortung für die Energienutzung von der Nachfrage- auf die Angebotsseite. Energieanbieter können aber das Energienutzungsverhalten nicht oder bestenfalls sehr eingeschränkt steuern. Daher sollten sie auch nicht dafür verantwortlich gemacht werden.

Wenn schon Energieeinsparziele verpflichtend vorgegeben werden, so sollte es zumindest bei der Wahl der Mittel möglichst große Freiheit geben, um möglichst kostengünstige Wege zu finden, Energie einzusparen. Die Mitgliedstaaten haben durch die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU diesbezüglich einen recht großen Freiraum erhalten. Insbesondere die mögliche Anrechnung von zertifizierten Energieeinsparungen eröffnet hier Spielräume, die kostensenkend wirken könnten.

3.4.2.3. Mehr Effizienz durch marktbasierende Ansätze

Politische Maßnahmen, die Endverbrauchern eine bessere Übersicht über den Einfluss bestimmter Produkte auf den Energieverbrauch erlauben, sollten ausgeweitet werden. Sie führen zu einer stärkeren Berücksichtigung der Energieeffizienz bei der Produktwahl und haben sich in der Vergangenheit bereits bewährt.

Für die Klimapolitik steht der EU-Politik bereits ein großer Werkzeugkasten zur Verfügung: Das EU-Emissionshandelssystem EU-ETS ist ein zielgenaues Instrument zur Reduktion klimaschädlicher Gase. Eine Besteuerung von Energie, die möglichst mit dem System des EU-ETS abgestimmt ist, kann eine Option für jene Bereiche sein, die durch das EU-ETS nicht abgedeckt werden. Entlang der Wertschöpfungskette können dann Industrie, Dienstleister und Verbraucher entscheiden, wie sie auf die so erzeugten Preissignale reagieren. Hierfür müssen aber keine Energieeffizienzziele durch die Politik definiert werden.

Es genügt die Kontrolle des klimapolitischen Ziels einer Reduktion von Treibhausgasemissionen. Dabei ist zu beachten, dass in den Bereichen, die dem EU-ETS unterliegen, eine erhöhte Energieeffizienz gerade nicht zu insgesamt verringerten Treibhausgasen führt. Innerhalb der Obergrenze des EU-ETS werden die Treibhausgasemissionen in der EU nur verlagert. Eingesparte Treibhausgase führen zu ungenutzten Emissionsrechten, die dann an anderer Stelle eingesetzt werden. Hier wird mit regulatorisch induzierten Effizienzsteigerungen kein Effekt für den Klimaschutz erreicht. Stattdessen werden Klimaschutzkosten zwischen verschiedenen Bereichen der Volkswirtschaft verschoben.

Das Argument, dass die Förderung der Energieeffizienz anspruchsvollere Obergrenzen für die THG-Emissionen erlaubt, greift zu kurz. Entweder sind Investitionen in Energieeffizienz eine kostengünstige Möglichkeit, Treibhausgase zu vermeiden. Dann wird diese Möglichkeit im Rahmen des EU-ETS auch genutzt werden. Eine gesonderte Energieeffizienzpolitik benötigt man dann nicht. Oder aber Investitionen in Energieeffizienz sind keine kostengünstige Möglichkeit, um THG-Emissionen zu vermeiden. Dann führt eine forcierte Energieeffizienzpolitik zu erheblichen Mehrkosten des Klimaschutzes und verhindert eine anspruchsvolle Obergrenze der Treibhausgasemissionen.

²³⁸ Vgl. cepAnalyse v. 19.09.2008 zur Neufassung der Ökodesign-Richtlinie und cepAnalyse v. 09.01.2009 zur Gebäude-Gesamtenergieeffizienz-Richtlinie.

Dem gelegentlich vorgebrachten Argument, eine erhöhte Energieeffizienz steigere auch die Standortqualität der europäischen Volkswirtschaften, kann nicht gefolgt werden. Das oben dargestellte Kostenargument greift auch hier. Darüber hinaus hängt die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft von einem Bündel an Rahmenbedingungen ab, nicht aber davon, dass einzelne Bereiche durch politische Maßnahmen zu Höchstleistungen getrimmt werden. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Standortqualität durch jegliche Effizienzsteigerungen des Energieverbrauchs verbessert wird. Insbesondere kann es auch zu starken Kostensteigerungen zur Einhaltung verbindlicher Energieeffizienzvorgaben kommen, die der Standortqualität sogar schaden.

3.5. Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien

EU-Ziele:

- ▶ Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am EU-Gesamtenergieverbrauch
 - bis 2020 auf 20 %
 - bis 2030 auf 27 %
- ▶ Steigerung des Anteils von Biokraftstoffen in jedem Mitgliedstaat bis 2020 auf mindestens 10 % des Endenergieverbrauchs im gesamten Verkehrssektor

EU-Kompetenzgrundlage:

- ▶ Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV: Förderung erneuerbarer Energiequellen

EU-Regulierungsrahmen:

- ▶ Fahrplan für erneuerbare Energien: Mitteilung KOM(2006) 848
- ▶ Förderung erneuerbarer Energien: Richtlinie 2009/72/EG
- ▶ Erneuerbare Energien – Ziel für 2020: Mitteilung KOM(2011) 31
- ▶ Erneuerbare Energien nach 2020: Mitteilung KOM(2012) 271
- ▶ Leitlinien der Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020
- ▶ Leitlinien der Kommission für Fördersysteme für erneuerbare Energien: Kommissionsdokument SWD(2013) 439; Mitteilung C(2013) 7243

3.5.1. EU-Regulierungsrahmen: Erneuerbare Energien²³⁹

3.5.1.1. Überblick: Rechtentwicklung (1997–2014)

Seit dem Inkrafttreten des Vertrages von Lissabon am 1. Dezember 2009 verfolgt die Energiepolitik der EU nach Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV ausdrücklich das Ziel, die Entwicklung erneuerbarer Energiequellen (EE) zu fördern. Bereits 1997 hatte die Europäische Kommission vorgeschlagen²⁴⁰, bis 2012 den Anteil erneuerbarer Energie (EE-Anteil) am EU-Bruttoinlandsenergieverbrauch auf 12 % zu verdoppeln. Damit sollten in Europa die Energieversorgung sichergestellt, die Wettbewerbsfähigkeit durch die Entwicklung innovativer Technologien gestärkt und die Treibhausgasemissionen zum Schutz vor dem Klimawandel reduziert werden. Zugleich formulierte die Kommission einen Aktionsplan mit konkreten Maßnahmen zur Erreichung dieses Ausbauziels.

²³⁹ Vgl. Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2010): cepKompass Die Energiepolitik der Europäischen Union, S. 57 ff. sowie Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2011): cepStandpunkt Europäisiert die Energiepolitik! Zum Energiegipfel des Europäischen Rates am 4. Februar 2011, S. 12 ff.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2012): cepStudie Europäisiert die Erneuerbaren! Erneuerbare Energien im Energiebinnenmarkt, S. 5 ff.

²⁴⁰ Kommissionsmitteilung KOM(97) 599 „Energie für die Zukunft: erneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan“; vgl. hierzu Kommissionsmitteilung KOM(96) 576 „Energie für die Zukunft: erneuerbare Energiequellen – Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie“; Kommissionsmitteilung KOM(2001) 69 „Umsetzung der Gemeinschaftsstrategie und des Aktionsplans zu erneuerbaren Energiequellen (1998–2000)“.

Zur Umsetzung dieses Plans wurden in den folgenden Jahren verschiedene Rechtsakte erlassen, die den EE-Ausbau in bestimmten Sektoren fördern sollten. Ziel der Richtlinie 2001/77/EG über die Förderung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung war die Erhöhung des Anteils regenerativer Energien an der Stromerzeugung in der EU von 14 % im Jahr 1997 auf 21 % im Jahr 2010. Nach der Richtlinie 2003/30/EG über die Förderung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor sollten Otto- und Dieselmotoren im Verkehrssektor durch Biokraftstoffe ersetzt werden, um ebenfalls bis 2010 den Anteil von Biokraftstoffen in den einzelnen Mitgliedstaaten auf jeweils 5,75 % zu steigern. Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2003/54/EG führte die Möglichkeit eines privilegierten Zugangs von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zum Elektrizitätsnetz ein. Zudem empfahl die Kommission 2005 im Rahmen ihres „Aktionsplans für Biomasse“²⁴¹, den Einsatz organischer Substanzen pflanzlichen oder tierischen Ursprungs insbesondere zur Wärme- und Stromerzeugung sowie im Verkehrssektor zu fördern. Ergänzend legte die Kommission 2006 dar²⁴², welche Rolle aus Biomasse hergestellte Biokraftstoffe künftig als erneuerbare Energiequelle und Alternative zu fossilen Energien im Verkehrsbereich spielen könnten.

Anfang 2007 stellte die Kommission fest, dass die Mitgliedstaaten nur langsam Fortschritte bei der Förderung regenerativer Energien machten und daher die EU die für 2010 anvisierten Ziele voraussichtlich verfehlen würde.²⁴³ Als mögliche Gründe hierfür gab sie an, dass es sich bei den nationalen Zielvorgaben der Richtlinien lediglich um unverbindliche Richtwerte handele und zudem der bestehende Rechtsrahmen kein sicheres Investitionsklima geschaffen habe. Im März 2007 einigte sich der Europäische Rat mit seinem **20-20-20-Beschluss**²⁴⁴ auf das langfristige Ziel, bis 2020 den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU auf mindestens 20 % zu steigern. Zudem wurde jeder Mitgliedstaat verpflichtet, im selben Zeitraum den Anteil von Biokraftstoffen am gesamten verkehrsbedingten Benzin- und Dieserverbrauch auf mindestens 10 % zu erhöhen. Zur Verwirklichung dieser Ausbauziele ersetzte die EU die Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG 2010 durch die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG**, die seitdem den Rahmen für die Förderung erneuerbarer Energien durch die Mitgliedstaaten bildet und deren wesentliche Regelungen Anfang Juli 2014 durch das **EuGH-Urteil „Ålands Vindkraft“**²⁴⁵ bestätigt wurden. Nach welchen Kriterien die Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission die nationale Förderregelung bis 2020 beihilferechtlich beurteilen wird, teilte sie in ihren **Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020**²⁴⁶ vom April 2014 mit. Im Oktober 2014 einigte sich der Europäische Rat im Rahmen seines **2030-Beschlusses**²⁴⁷ darauf, dass bis 2030 der EE-Anteil am Energieverbrauch auf EU-Ebene mindestens 27 % betragen soll, wobei hieraus keine für die Mitgliedstaaten verbindlichen nationalen Ziele abzuleiten sind (s. Kapitel 4).

3.5.1.2. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG

Die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG** ist derzeit das zentrale Instrument auf Ebene der Europäischen Union zur Förderung erneuerbarer Energien und bildet den umfassenden Rechtsrahmen der europäischen Gesamtstrategie in diesem Politikfeld. Sie dient der Umsetzung der durch den Europäischen Rat durch den 20-20-20-Beschluss vom März 2007 und den 2030-

²⁴¹ Kommissionsmitteilung KOM(2005) 628.

²⁴² Kommissionsmitteilung KOM(2006) 34 „Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe“.

²⁴³ Kommissionsmitteilung KOM(2006) 848 „Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“, S. 4; vgl. auch Kommissionsmitteilung KOM(2009) 192 „Fort-schrittsbericht Erneuerbare Energien“, S. 13.

²⁴⁴ Europäischer Rat v. 08./09.03.2007, Schlussfolgerungen, Dok. 7224/1/07 REV 1 („20-20-20“-Beschluss), Rn. 27–39.

²⁴⁵ C-573/12, EU:C:2014:2037.

²⁴⁶ Kommissionsmitteilung „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020“, in: ABIEU C 200 v. 28.06.2014, S. 1 ff; zu dem Kommissionsentwurf v. 18.12.2013 vgl. Bonn, M.; Heitmann, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepStudie Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien.

²⁴⁷ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“), Rn. 3.

Beschluss vom Oktober 2014 vorgegebenen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Rechtsakten erfasst die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG alle Formen von „Energie aus erneuerbaren Quellen“, wie Sonne, Wind und Wasserkraft, aber auch Gezeiten- bzw. Meeresenergie, Biomasse und Wärme. Zudem erweitert sie das Spektrum der regulierten Sektoren. Waren zuvor nur die Stromerzeugung und der Kraftstoffverbrauch im Verkehrssektor erfasst, ist nun auch die Förderung erneuerbarer Energien zur Erzeugung von Wärme und Kälte geregelt.

In den einzelnen EU-Mitgliedstaaten sind – insbesondere aufgrund der spezifischen klimatischen oder geographischen Gegebenheiten – das Potenzial für die Nutzung erneuerbarer Energien und der historisch gewachsene Energiemix sehr unterschiedlich. Daher teilt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG das EU-weite Ziel eines EE-Anteils am Gesamtenergieverbrauch der EU von 20 % im Jahr 2020 in **verbindliche nationale Gesamtziele** für die einzelnen Mitgliedstaaten auf (Art. 3 Abs. 1, Anhang I Teil A). Bei dieser **Lastenverteilung („effort sharing“)** erfolgte die Bestimmung der verschiedenen nationalen EE-Ausbauziele insbesondere ausgehend vom jeweiligen Bruttoinlandsprodukt, wobei bisherige Anstrengungen eines Mitgliedstaates mitberücksichtigt wurden. Dementsprechend reichen die Ausbauziele von 10 % für Malta, das zuvor kaum erneuerbare Energien einsetzte, bis hin zu 49 % für Schweden, das bereits intensiv Wasserkraft nutzt. Deutschland muss seinen EE-Anteil von 5,8 % im Jahr 2005 auf 18 % im Jahr 2020 steigern. Entscheidend ist, dass diese nationalen Ziele nicht mehr nur unverbindliche Orientierungswerte darstellen, sondern rechtsverbindlich sind. Diese verbindlichen EE-Ausbauziele stellen eine teilweise Durchbrechung des Grundsatzes dar, dass den Mitgliedstaaten die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen vorbehalten bleibt und sie somit über die Zusammensetzung ihres Energiemixes selbst bestimmen können (Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV).

Während die nationalen Ausbauziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch verbindlich auf EU-Ebene festgelegt sind, können die Mitgliedstaaten grundsätzlich frei entscheiden, wie sie ansonsten ihren Energiemix gestalten und welche Instrumente sie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien einsetzen wollen. Mit Ausnahme des Verkehrssektors, in dem jeder Mitgliedstaat das 10 %-Ziel für Biokraftstoffe erreichen muss, können sie bestimmen, wie hoch der EE-Anteil im Strom- sowie im Wärme- und Kälte-Sektor sein soll. Entscheidend ist, dass insgesamt das jeweilige nationale Gesamtziel erreicht wird. Jeder Mitgliedstaat musste bis zum 30. Juni 2010 einen nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien aufstellen (Art. 4).²⁴⁸

Um ihre nationalen EE-Ausbauziele zu erreichen, können die Mitgliedstaaten insbesondere sog. „Förderregelungen“ und „Maßnahmen der Zusammenarbeit“ bzw. „Kooperationsmechanismen“ zwischen Mitgliedstaaten und mit Drittstaaten einsetzen (Art. 3 Abs. 3 lit. a und b). **Förderregelungen** (Art. 2 lit. k) sind Instrumente zur finanziellen Unterstützung der Nutzung erneuerbarer Energien, wodurch die Kosten dieser Energie gesenkt, ihr Verkaufspreis erhöht oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert werden. Zu diesen Förderregelungen zählen neben Investitionsbeihilfen sowie Steuerbefreiungen und -erleichterungen insbesondere Quotenregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, sowie direkte Preisstützungssysteme wie **Prämienzahlungen (Feed-in-Premiums, FIPs)** und **Einspeisetarife (Feed-in-Tariffs, FITs)**, bei denen der Energieerzeuger eine Unterstützungszahlung für die von ihm aus erneuerbaren Energien erzeugte Strommenge erhält. Derzeit setzen die Mitgliedstaaten unterschiedliche Kombinationen der vorgenannten Förderregelungen ein, so dass in der EU eine sehr heterogene Förderlandschaft²⁴⁹ besteht.

²⁴⁸ Nationale Aktionspläne abrufbar unter <http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_de.htm>.

²⁴⁹ Informationen über die unterschiedlichen nationalen EE-Fördersysteme abrufbar unter <<http://www.res-legal.eu/>>.

Grundsätzlich ist die in einem Mitgliedstaat erzeugte Menge erneuerbarer Energie auf das nationale Gesamtziel dieses Mitgliedstaates anzurechnen. Angesichts des unterschiedlichen Potenzials zum Ausbau von Energie aus regenerativen Quellen räumt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG den Mitgliedstaaten allerdings die Möglichkeit ein, ihre nationalen Ausbauziele durch die Zusammenarbeit mit anderen Staaten mittels verschiedener **Kooperationsmechanismen** (Art. 6 ff.) zu erfüllen. Diese sollen es den Mitgliedstaaten ermöglichen, sich auf freiwilliger Basis mit anderen Staaten bei größtmöglicher Flexibilität auf die ihnen zusagenden Kooperationsformen für den Ausbau erneuerbarer Energien zu verständigen. Ziel ist es, das europaweit ungleich verteilte Potenzial zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen wie Sonne, Wind oder Wasserkraft bestmöglich auszuschöpfen, indem erneuerbare Energien dort gezielt erzeugt werden, wo dies am ertragreichsten und kostengünstigsten möglich ist. Zu diesem Zweck sieht die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG vier Arten von Kooperationsmechanismen vor.²⁵⁰

- **Statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten (Art. 6)**

Mitgliedstaaten können untereinander vereinbaren, dass eine bestimmte Menge erneuerbarer Energie, die in einem Mitgliedstaat erzeugt wurde, mittels „statistischer Transfers“ dem nationalen Gesamtziel eines anderen Mitgliedstaates zugerechnet werden soll, ohne dass tatsächlich Energie geliefert wird. Dies ermöglicht es Mitgliedstaaten, deren Potenzial für erneuerbare Energien begrenzt bzw. nur unter hohen Kosten erschließbar ist, ihre Ausbauziele unter Nutzung der vergleichsweise kosteneffizienteren Ausbaumöglichkeiten in anderen Mitgliedstaaten zu erreichen. Durch die Vereinbarung von Ausgleichszahlungen können hiervon auch die übertragenden Mitgliedstaaten finanziell profitieren.

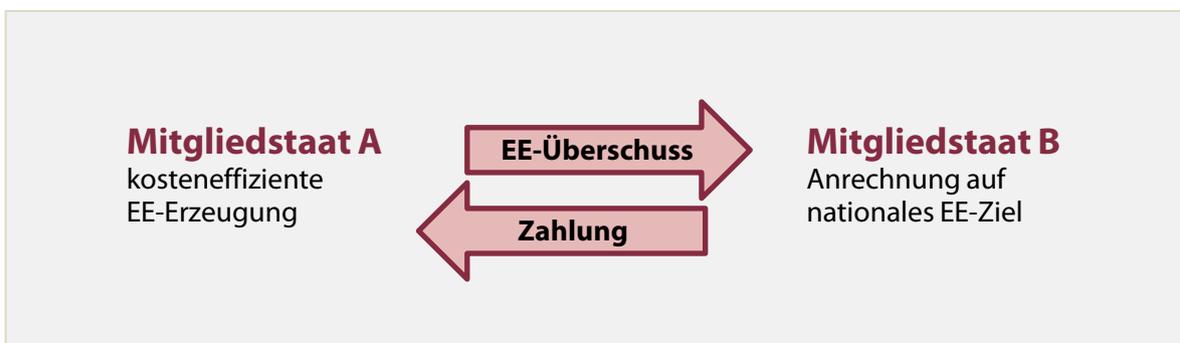


Abbildung 22: Statistische Transfers

- **Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten (Art. 7 und Art. 8)**

Zur kosteneffizienten Ausschöpfung des Potenzials erneuerbarer Energien über Grenzen hinweg können Mitgliedstaaten miteinander auch „gemeinsame Projekte“ zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Strom, Wärme, Kälte) durchführen. Hierbei müssen sich die beteiligten Mitgliedstaaten insbesondere einigen, welchem Staat in welchem Umfang die erzeugte Energiemenge auf sein nationales Ausbauziel angerechnet werden soll.

²⁵⁰ Zur rechtlichen Konstruktion und praktischen Umsetzung der Mechanismen der Zusammenarbeit nach Art. 6 ff. vgl. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG sowie Kommissionsdokument SWD(2012) 164 „Renewable energy: a major player in the European energy market“, S. 8 ff.

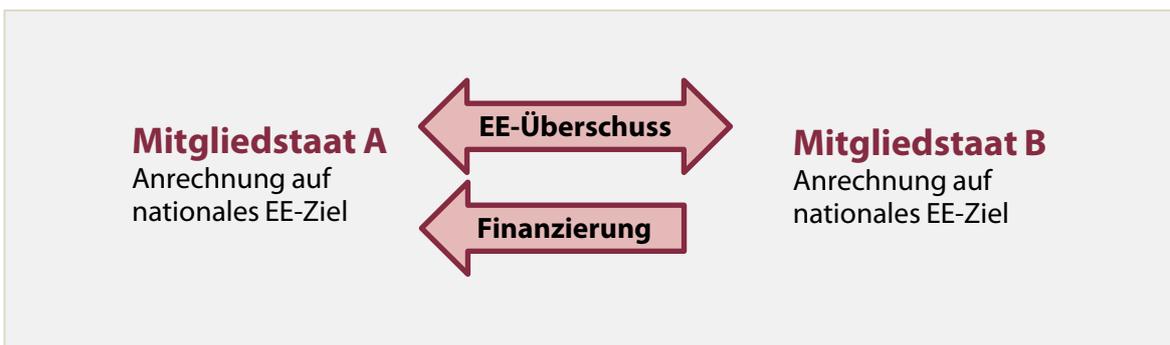


Abbildung 23: Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten

• **Gemeinsame Projekte mit Drittstaaten (Art. 9 und Art. 10)**

Mitgliedstaaten können sich den Strom anrechnen lassen, der aus erneuerbaren Energiequellen im Rahmen eines gemeinsamen Projekts mit Drittstaaten erzeugt wird, sofern dieser Strom tatsächlich in der EU verbraucht wird.

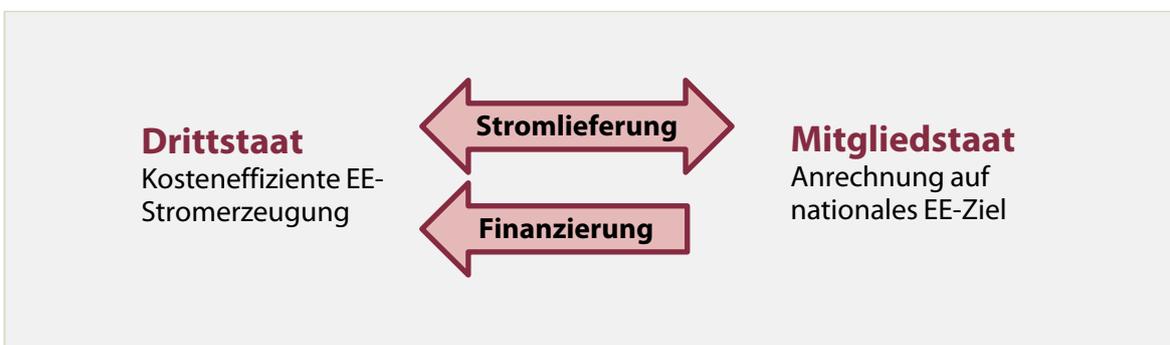


Abbildung 24: Gemeinsame Projekte mit Drittstaaten

• **Gemeinsame Förderregelungen (Art. 11)**

Mehrere Mitgliedstaaten können freiwillig ihre nationalen Förderregelungen (z.B. Einspeisetarife oder Quotenregelungen) ganz zusammenlegen oder teilweise koordinieren. Sie müssen sich hierzu darauf einigen, welchem Staat in welchem Umfang die erzeugte Energiemenge auf sein nationales Ausbauziel gutgeschrieben werden soll. Darüber hinaus können Mitgliedstaaten ihre Förderregelungen auch mit den Staaten des Europäischen Wirtschaftsraums (Island, Liechtenstein, Norwegen) und den Vertragsstaaten des Vertrages über die Europäische Energiegemeinschaft (u.a. Albanien, Moldawien, Montenegro, Serbien, Ukraine) koordinieren.²⁵¹



Abbildung 25: Gemeinsame Förderregelungen

²⁵¹ Kommissionsdokument SWD(2012) 164, S. 10 ff.

Anstelle der Kooperationsmechanismen nach Art. 6 ff. Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG hatte der ursprünglich von der Europäischen Kommission vorgelegte Richtlinienentwurf²⁵² ein System für einen EU-weiten Handel mit sog. **Herkunftsnachweisen** vorgesehen. Diese sollten als „**Grüne Zertifikate**“ zum einen zur Ermittlung der Zielerreichung eines Mitgliedstaates dienen und zum anderen in der ganzen EU zwischen beliebigen Wirtschaftsteilnehmern frei handelbar sein. Allerdings wehrten sich die Mitgliedstaaten erfolgreich gegen den vorgeschlagenen grenzüberschreitenden Handel mit Herkunftsnachweisen. Sie bestanden insbesondere auf der Möglichkeit, ihre Fördersysteme auf im Inland erzeugte erneuerbare Energie beschränken zu können (Erwägungsgrund 25): „[...] Damit nationale Förderregelungen ungestört funktionieren können, müssen die Mitgliedstaaten deren Wirkung und Kosten entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial kontrollieren können. [...] Um die Wirksamkeit der beiden Maßnahmen zur Zielerfüllung [nationale Förderregelungen, Kooperationsmechanismen] zu gewährleisten, ist es unbedingt notwendig, dass die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, darüber zu entscheiden, ob und in welchem Umfang ihre nationalen Förderregelungen für in anderen Mitgliedstaaten erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen gelten, und sich durch die Anwendung der in der vorliegenden Richtlinie vorgesehenen Mechanismen der Zusammenarbeit darüber zu einigen.“ Demnach steht es ausschließlich den Mitgliedstaaten zu, über die Öffnung ihrer nationalen Fördersysteme zu bestimmen (Art. 3 Abs. 3 Satz 2). Damit ist sichergestellt, dass die in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG vorgesehenen Förderregelungen und Kooperationsmechanismen unter der Kontrolle der Mitgliedstaaten bleiben. Dementsprechend dienen die im Rahmen der Richtlinie verwendeten Herkunftsnachweise (Art. 2 lit. j i.V.m. Art. 15) auch ausschließlich dazu, einem Endkunden gegenüber nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde.

3.5.1.3. Europäisierung der Förderung erneuerbarer Energien

Die unterschiedlichen nationalen EE-Fördersysteme sowie die Möglichkeit der Mitgliedstaaten, diese gegenüber ausländischen Erzeugern erneuerbarer Energie gleichsam abzuschotten, stehen in einem Spannungsverhältnis zu dem von der EU angestrebten Ziel, einen EU-weiten Energiebinnenmarkt zu schaffen, in dem Energie ungehindert grenzüberschreitend gehandelt werden kann. Die Kommission sieht hierin eine Fragmentierung des Energiebinnenmarktes, die verhindert, das Potenzial erneuerbarer Energien in der EU möglichst umfassend und kosteneffizient auszuschöpfen. Sie hat daher, nachdem sie sich mit ihrem ursprünglichen Vorschlag für einen EU-weiten Handel mit „Grünen Zertifikate“ nicht hatte durchsetzen können, wiederholt eine stärkere „Europäisierung“ der Förderung erneuerbarer Energien angemahnt.

3.5.1.3.1. EuGH-Urteil „Ålands Vindkraft“ (2014)

Das Spannungsverhältnis zwischen abgeschotteten nationalen Förderregelungen einerseits und dem Ziel eines EU-weiten Energiebinnenmarktes andererseits war Gegenstand des EuGH-Urteils im Rechtsstreit „Ålands Vindkraft“. Das Unternehmen Ålands Vindkraft AB (Kläger) betrieb auf den finnischen Åland-Inseln einen Windenergiepark, der jedoch an das schwedische Stromverteilnetz angeschlossen war. Wie in anderen Mitgliedstaaten auch, werden nach den schwedischen EE-Förderregelungen in Einklang mit Art. 3 Abs. 3 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG nur Anlagen subventioniert, die auf dem Hoheitsgebiet Schwedens liegen. Folglich versagte die schwedische Energiebehörde Energimyndigheten (Beklagte) dem Kläger eine Förderung für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom (EE-Strom), der zwar nach Schweden geliefert wurde, aber in Finnland erzeugt worden war. Das mit dem Rechtsstreit befasste schwedische Verwaltungsgericht legte dem EuGH die Frage vor, ob die schwedische Förderregelung und mithin die gemäß

²⁵² Kommissionsvorschlag KOM(2008) 19; hierzu cepAnalyse v. 29.02.2008.

Art. 3 Abs. 3 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG erlaubte Abschottung nationaler EE-Fördersysteme mit dem Grundsatz des freien Warenverkehrs vereinbar sei.

Der Generalanwalt vertrat in seinen **Schlussanträgen**²⁵³ die Auffassung, dass die Abschottungsmöglichkeit die Erzeuger importierten EE-Stroms aus dem EU-Ausland benachteilige und daher eine diskriminierende Beschränkung des freien Warenverkehrs darstelle.²⁵⁴ Diese Verletzung des Grundsatzes der Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV sei auch nicht ausnahmsweise nach Art. 36 AEUV gerechtfertigt.²⁵⁵ Insbesondere sei die territoriale Beschränkung der Förderung nicht geeignet, die Verwirklichung des Ziels des Umweltschutzes zu gewährleisten – im Gegenteil: zu den Zielen der EU-Umweltpolitik nach Art. 191 Abs. 1 AEUV gehöre ausdrücklich die umsichtige und rationelle Verwendung der natürlichen Ressourcen. Hierzu könne gerade eine Öffnung der nationalen Förderregelungen und der Ausbau des grenzübergreifenden Handels mit EE-Strom beitragen, da so EU-weit eine optimale Verteilung der Produktion zwischen den Mitgliedstaaten entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial möglich sei. Insgesamt sei daher die Abschottungsmöglichkeit nach Art. 3 Abs. 3 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG eine ungerechtfertigte Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit und daher für ungültig zu erklären.

Der EuGH bestätigte zwar in seinem **Urteil v. 1. Juli 2014**²⁵⁶ die Auffassung des Generalanwalts, dass das Recht der Mitgliedstaaten zur Abschottung ihrer Förderersysteme nach Art. 3 Abs. 3 Satz 2 Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG grundsätzlich eine Beschränkung des freien Warenverkehrs darstelle. Dies sei aber „beim derzeitigen Stand des Unionsrechts“ durch das im Allgemeininteresse liegende Ziel gerechtfertigt, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu fördern, um die Umwelt zu schützen und die Klimaänderungen zu bekämpfen.²⁵⁷ Insbesondere sei es für die Gewährleistung des ungestörten Funktionierens der nationalen Förderregelungen von wesentlicher Bedeutung, dass die Mitgliedstaaten die Wirkung und die Kosten der nationalen Fördersysteme entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial kontrollieren könnten und zugleich das Vertrauen der Investoren in die Beständigkeit der Förderregelungen erhalten bliebe.²⁵⁸ Insgesamt bestätigte der EuGH damit die Europarechtskonformität der in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG verankerten Möglichkeit der Mitgliedstaaten, ihre nationalen EE-Fördersysteme auf die Unterstützung heimischer Erzeuger erneuerbarer Energien zu beschränken.

3.5.1.3.2. Hemmnisse grenzübergreifender Kooperation

Anfang 2011 kritisierte die Kommission, dass sich die Mitgliedstaaten ausschließlich auf den Ausbau erneuerbarer Energien im eigenen Land konzentrierten, um ihre nationalen Ausbauziele für 2020 allein zu erreichen. Sie hätten „nicht versucht, durch billigere Ressourcen in anderen Teilen des Binnenmarktes Kosten zu senken.“²⁵⁹ Schätzungen zufolge könnten jedoch jährlich bis zu 10 Mrd. € eingespart werden, wenn die Mitgliedstaaten erneuerbare Energien „als Waren in einem Binnenmarkt statt auf nationalen Märkten“²⁶⁰ behandelten. Daher sollten sie die bereits vorhandenen Kooperationsmechanismen nutzen, um kostengünstigere Potenziale für den Ausbau erneuerbarer Energien in anderen Mitgliedstaaten auszuschöpfen. Im November 2013 bedauerte die Kommission, dass von den Kooperationsmechanismen – mit Ausnahme der zwischen Schweden

²⁵³ Schussanträge Ålands Vindkraft, C-573/12, EU:C:2014:37.

²⁵⁴ Ebenda, Rn. 77.

²⁵⁵ Ebenda, Rn. 79 ff.

²⁵⁶ Urteil Ålands Vindkraft, C-573/12, EU:C:2014:2037.

²⁵⁷ Ebenda, Rn. 92.

²⁵⁸ Ebenda, Rn. 99 und 103.

²⁵⁹ Kommissionmitteilung KOM(2011) 31 „Erneuerbare Energien – Fortschritte auf dem Weg zum Ziel für 2020“, S. 13.

²⁶⁰ Ebenda.

und Norwegen Anfang 2012 vereinbarten gemeinsamen Förderregelung – kein Gebrauch gemacht werde.²⁶¹ Bereits zuvor hatte sie folgende Hemmnisse hierfür identifiziert:²⁶²

- Die Mitgliedstaaten bevorzugten rein nationale Maßnahmen zur EE-Förderung, weil sich dies gegenüber der Bevölkerung aufgrund der damit verbundenen positiven Effekte im eigenen Land (Arbeitsplätze, Verringerung von THG-Emissionen) besser vertreten lasse.
- Die neu zu entwickelnden Vereinbarungen zur konkreten Ausgestaltung der Kooperationsmechanismen seien zu komplex.
- Mitgliedstaaten scheuten die rechtlichen Risiken von neuen, bislang in der Praxis unerprobten Kooperationsmechanismen.
- Bei allen Kooperationsmechanismen stelle sich die Frage, wie Kosten und Nutzen zwischen den beteiligten Staaten verteilt werden sollen.
- Es fehle an der erforderlichen grenzübergreifenden Energieinfrastruktur.

3.5.1.3.3. Forderung nach größerer Konvergenz nationaler Fördersysteme

In ihrer Energiestrategie 2020 vom November 2010 kündigte die Kommission an, künftig „das erforderliche Maß an Konvergenz oder Harmonisierung“ der nationalen EE-Förderregelungen sicherstellen zu wollen.²⁶³ Anfang 2011 wiederholte sie diese Forderung nach einer „größeren Konvergenz“ der nationalen EE-Fördersysteme.²⁶⁴ Zugleich trat sie Befürchtungen entgegen, dies stelle einen „Angriff“ auf nationale EE-Fördersysteme wie beispielsweise das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) durch eine Vollharmonisierung dar. Zugleich betonte sie jedoch, eine EU-weite Angleichung z. B. von Einspeisetarifen sei bei der Schaffung eines „wirklich europäischen“ Energiemarktes mittel- oder langfristig notwendig: „We are not proposing a harmonisation of financing [...]. The Commission encourages the coordination of renewable energy support schemes and to use the cooperation mechanisms which are already laid down in the 2009 Renewable Energy Directive. [...] A convergence of financing, such as feed in tariffs, will be necessary in the medium or long term, when a truly European market is created. This can include greater cooperation in setting tariffs, technology bands, tariff lifetimes etc. It could also include completely joining the support schemes (such as planned by Norway and Sweden).“²⁶⁵

3.5.1.4. Leitlinien für nationale Förderregelungen (2013)

Mitte 2012 kündigte die Kommission die Ausarbeitung von Leitlinien für beste Praktiken zur Ausgestaltung nationaler EE-Förderregelungen an, um zu einer „größeren Kohärenz der nationalen Vorgehensweisen“ bei der EE-Förderung beizutragen und eine Fragmentierung des Energiebinnenmarktes durch unterschiedliche nationale Systeme zu vermeiden.²⁶⁶ Für diese müssten Grundsätze wie Transparenz, Vorhersehbarkeit und die Notwendigkeit der Innovationsförderung festgelegt werden. Dies solle Marktverzerrungen minimieren, eine Überkompensation vermeiden und ein abgestimmtes Vorgehen in allen Mitgliedstaaten sicherstellen. Schließlich veröffentlichte die Generaldirektion Energie im Oktober 2013 unverbindliche Leitlinien²⁶⁷, an denen sich die Mitgliedstaat-

²⁶¹ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243 „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“, S. 20.

²⁶² Kommissionsdokument SWD(2012) 164, S. 16 f.

²⁶³ Kommissionsmitteilung KOM(2010) 639 „Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“; hierzu cepAnalyse v. 15.11.2010.

²⁶⁴ Kommissionmitteilung KOM(2011) 31, S. 12 f.

²⁶⁵ Europäische Kommission, MEMO/11/54 v. 31.01.2011 „Commission Communication on renewable energy“.

²⁶⁶ Kommissionsmitteilung COM(2012) 271 „Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt“, S. 5 f.

²⁶⁷ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243.

ten bei staatlichen Eingriffen in den Strommarkt u.a. im Rahmen der EE-Förderung orientieren sollen. Diese umfassen neben Leitlinien zur Nutzung von Kooperationsmechanismen²⁶⁸ insbesondere **Leitlinien zur Ausgestaltung staatlicher Systeme zur Förderung erneuerbarer Energien**²⁶⁹, in denen sich die Kommission für folgende **Gestaltungsprinzipien** ausspricht:

- Um Überförderung zu vermeiden, sollen mit einem zunehmenden EE-Anteil an der Stromerzeugung **Produktions- und Investitionsentscheidungen** im Bereich der erneuerbaren Energien verstärkt von den **Marktteilnehmern** getroffen werden.
- Die EE-Fördersysteme sollen stärker auf das **EU-Emissionshandelssystem** (s. Kapitel 2.2.1.) ausgerichtet werden, so dass die Förderung sinkt, wenn der CO₂-Zertifikatspreis steigt.²⁷⁰
- Die EE-Fördersysteme sollen einen „**gesunder Wettbewerb**“ **zwischen Betreibern, Standorten und Technologien** fördern²⁷¹, wobei die Mitgliedstaaten zur Gewährleistung eines breiten Technologiemixes auch eine technologiespezifische Förderung z.B. in Form paralleler Quoten für verschiedene Technologien („technology banding“) verfolgen dürfen.²⁷²
- Bei der Installation von Neuanlagen zur Erzeugung von EE-Strom sollen sich **degressive Fördersätze** jährlich automatisch reduzieren und die **Förderdauer** auf eine einheitliche Anzahl an Jahren oder Volllaststunden **begrenzt** sein.²⁷³
- Um **Investitionssicherheit** zu gewährleisten, sollen bereits bestehende Förderzusagen nicht rückwirkend geändert werden.²⁷⁴
- Garantierte **Einspeisetarife** für EE-Strom sollen nur noch für Kleinanlagen oder Technologien im Entwicklungsstadium genutzt und ansonsten künftig durch **Einspeiseprämien** ersetzt werden, bei denen die Erzeuger ihren Strom selbst vermarkten und zusätzlich zum Börsenpreis eine Prämie erhalten.²⁷⁵
- **Einspeiseprämien** sollen nur ab einem **positiven Börsenpreis** bis unterhalb einer bestimmten Obergrenze gezahlt und durch wettbewerbliche Verfahren – insbesondere **Ausschreibungen** – bestimmt werden.²⁷⁶

Neben dem Übergang von garantierten Einspeisetarifen zu Einspeiseprämien spricht sich die Kommission auch für das sog. **Quotenmodell** als Förderinstrument aus.²⁷⁷ Danach werden die Energieversorger verpflichtet, für einen bestimmten gesetzlich vorgegebenen Anteil des gelieferten Stroms Zertifikate vorzuhalten, die die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bestätigen. Der Handel mit diesen Zertifikaten zwischen den Erzeugern von EE-Strom und den Stromversorgern soll dazu führen, dass sich die Erzeuger stärker am Strommarkt orientieren müssen („Marktexposition“) und sich so der Wettbewerb unter ihnen erhöht. Zugleich werden die Einnahmen der Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) im Vergleich zum garantierten Einspeisetarif unsicherer, so dass sich ihre Kapitalkosten erhöhen. Die Kommission empfiehlt, dass die Nichterfüllung von Quoten hinreichend bestraft wird und die zu erfüllende Quote langfristig und auf transparente Weise festgesetzt wird, um die Investitionssicherheit zu erhöhen.

²⁶⁸ Kommissionsleitlinien SWD(2013) 440 „Guidance on the use of renewable energy cooperation mechanism“; Kommissionsleitlinien SWD(2013) 441 „Notification forms and model agreements for cooperation mechanisms“.

²⁶⁹ Kommissionsleitlinien SWD(2013) 439 „European Commission guidance for the design of renewables support schemes“; hierzu cepAnalyse Nr. 13/2014.

²⁷⁰ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243, S. 18 f.

²⁷¹ Ebenda, S. 19.

²⁷² Kommissionsleitlinien SWD(2013) 439, S. 9.

²⁷³ Ebenda, S. 20 f.

²⁷⁴ Ebenda, S. 5.

²⁷⁵ Ebenda, S. 8 ff.

²⁷⁶ Ebenda, S. 9.

²⁷⁷ Ebenda, S. 10 f.

3.5.1.5. Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020 (2014)

Die Kommission hat im April 2014 **Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020**²⁷⁸ angenommen, an denen sich die Generaldirektion Wettbewerb ab Juli 2014 bei ihrer beihilferechtlichen Beurteilung gemäß Art. 107 ff. AEUV von energie- und umweltpolitischen Maßnahmen der Mitgliedstaaten – einschließlich der staatlichen Förderung erneuerbarer Energien – orientieren wird. **Beihilfen** i.S.v. Art. 107 Abs. 1 AEUV sind Zuwendungen des Staates oder aus staatlichen Mitteln an Unternehmen oder Branchen, die hierfür keine angemessene bzw. marktübliche Gegenleistung erbringen müssen.²⁷⁹ Um zu verhindern, dass Beihilfen den Wettbewerb im Binnenmarkt verfälschen und dadurch den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen, konstituiert Art. 107 Abs. 1 AEUV als Regelfall ein **Beihilfeverbot**. Beihilfen können nach Art. 106 Abs. 2 AEUV sowie Art. 107 Abs. 2 oder Abs. 3 AEUV **ausnahmsweise mit dem Binnenmarkt vereinbar** sein. Dabei steht der Kommission bei ihrer Beihilfekontrolle Art. 107 Abs. 3 AEUV ein weites Ermessen zu. Für die Beurteilung der Binnenmarktcompatibilität von Beihilfen im Umwelt- und Energiebereich im Allgemeinen sowie zur EE-Förderung im Besonderen sind die Ausnahmetatbestände nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV relevant. Demnach können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete als binnenmarktcompatibel angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. Durch derartige Beihilfeleitlinien, die grundsätzlich nicht rechtsverbindlich sind²⁸⁰, bindet sich die Kommission bei ihrer Ermessensausübung selbst.²⁸¹ Der EU-Gerichtsbarkeit dienen sie als Bezugspunkt²⁸² und entfalten so – im Gegensatz zu den vorgenannten Leitlinien der Generaldirektion Energie für die Ausgestaltung nationaler EE-Förderregelungen – über ihre Selbstbindung hinaus „de facto verbindlichen Charakter“²⁸³.

Die Kommission akzeptiert diejenigen Beihilfen der Mitgliedstaaten zur EE-Förderung als binnenmarktconform, die sowohl den „allgemeinen Vereinbarkeitskriterien“ der Beihilfeleitlinien (Abschnitt 3.2, Rn. 30-106)²⁸⁴ als auch den spezifisch auf erneuerbare Energien zugeschnittenen Prüfkriterien (Abschnitt 3.3, Rn. 107-137) entsprechen. Dabei unterscheidet der speziell auf Beihilfen zur EE-Förderung anzuwendende Kriterienkatalog zwischen „allgemeinen Voraussetzungen“, die sowohl für Investitions- als auch für Betriebsbeihilfen gelten (Abschnitt 3.3.1, Rn. 107-123), und solchen, die speziell auf Betriebsbeihilfen anzuwenden sind (Abschnitt 3.3.2, Rn. 124-137). Letztere unterteilen sich in Betriebsbeihilfen für EE-Strom, für andere Arten erneuerbarer Energie und für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung sowie Betriebsbeihilfen in Form von Umweltzertifikaten. **Investitionsbeihilfen** erfolgen als Investitionszuschüsse, während bei **Betriebsbeihilfen** der Begünstigte durch Zuschüsse beim Verkauf der erbrachten Leistung unterstützt wird. Die gängigen Formen der gegenwärtigen EE-Förderung in der EU – wie Einspeisetarife, Einspeiseprämien oder Quotensysteme – stellen Betriebsbeihilfen dar. Im Folgenden wird eine Auswahl wichtiger Vorgaben der Leitlinien für Beihilfen zur EE-Förderung vorgestellt.

²⁷⁸ Kommissionsmitteilung „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020“, in: ABIEU C 200 v. 28.06.2014, S. 1 ff; zu dem Kommissionsentwurf v. 18.12.2013 vgl. Bonn, M.; Heitmann, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepStudie Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien.

²⁷⁹ Vgl. hierzu und im Folgenden Bonn, M.; Heitmann, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepStudie Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien, S. 4 f. m.w.N.

²⁸⁰ Ebenda, S. 6 m.w.N.

²⁸¹ Urteil Deutschland/Kommission, C-288/96, ECLI:EU:C:2000:537. Hierzu Schwarze-Bär-Bouysié, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60 m.w.N.

²⁸² Vgl. Schwarze-Bär-Bouysié, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60.

²⁸³ Vgl. Streinz-Kühling, EUV/AEUV, 2. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 7 m.w.N.

²⁸⁴ Vgl. Bonn, M.; Heitmann, N.; Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2014): cepStudie Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien, S. 11 f.

3.5.1.5.1. Allgemeine Voraussetzungen

- Die Kommission erwartet, dass die etablierten erneuerbaren Energien zwischen 2020 und 2030 wettbewerbsfähig werden. Daher sollten **Investitions- und Betriebsbeihilfen degressiv abgeschafft** werden. Auf diese Weise soll ein Übergang zu einer kosteneffizienten Energieversorgung durch Marktmechanismen gewährleistet werden. (Rn. 108)
- Marktinstrumente wie **Auktionen** oder **Ausschreibungen**, an denen alle Erzeuger von EE-Strom unter denselben Bedingungen teilnehmen können, dürften i.d.R. gewährleisten, dass **Beihilfen** mit Blick auf ihr vollständiges Auslaufen **auf ein Minimum begrenzt** werden (Rn. 109).
- Angesichts des unterschiedlichen Entwicklungsstands von EE-Technologien sollen Mitgliedstaaten **technologiespezifische Ausschreibungen** durchführen dürfen, um das längerfristige Potenzial einer Technologie, eine Diversifizierung, Netzeinschränkungen und Fragen der Netzstabilität sowie System(integrations)kosten berücksichtigen zu können (Rn. 110).
- Nach Auffassung der Kommission internalisieren das EU-ETS und nationale CO₂-Abgaben die Kosten von THG-Emissionen „möglicherweise“ noch nicht vollständig. Mangels gegenteiliger Beweise geht sie daher davon aus, dass ein „**gewisses Marktversagen**“ **verbleibt**, das mithilfe von Beihilfen zur EE-Förderung behoben werden kann. (Rn. 115)
- Nationale Beihilferegulungen werden für **maximal zehn Jahre** genehmigt. Sollen sie beibehalten werden, so müssen sie erneut gemäß Art. 108 Abs. 3 AEUV angemeldet werden. (Rn. 121)

3.5.1.5.2. Betriebsbeihilfen für Strom aus erneuerbaren Energien

- Beihilfeempfänger müssen ihren EE-Strom **direktvermarkten**. Ab 2016 müssen alle neuen Beihilferegulungen u.a. folgende Voraussetzungen erfüllen (Rn. 124):
 - Die Beihilfe wird als **Prämie** zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt, zu dem die Erzeuger ihren EE-Strom direkt auf dem Markt verkaufen.
 - Erzeuger von EE-Strom dürfen **keine Anreize für negative Preisen** haben.
- In einer Übergangsphase 2015–2016 sollten die Beihilfen für mindestens 5 % der geplanten neuen Kapazitäten für EE-Strom im Rahmen einer **Ausschreibung** gewährt werden (Rn. 125).
- Ab 2017 werden Beihilfen grundsätzlich im Rahmen einer **Ausschreibung** gewährt, wobei Ausnahmen möglich sind (Rn. 125).

3.5.2. Ordnungspolitische Bewertung: Erneuerbare Energien²⁸⁵

3.5.2.1. Sollte der Ausbau erneuerbarer Energien forciert werden?

Der Ausbau erneuerbarer Energien (EE-Ausbau) wird regelmäßig mit drei Argumenten begründet: Die Bekämpfung des Klimawandels, die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen sowie – damit einhergehend – die Verringerung der Importabhängigkeit der Energieversorgung der EU. Alle drei Ziele sind begründete Anliegen der EU-Energiepolitik. Fraglich ist allerdings grundsätzlich, ob deshalb der EE-Ausbau staatlich gefördert werden sollte und ob die Vorgabe quantitativer Ziele für den EE-Anteil am Energieträgermix zu bestimmten Zeitpunkten tatsächlich angemessen ist.

²⁸⁵ Vgl. hierzu Reichert, G.; Voßwinkel, J. (2012): cepStudie Europäisiert die Erneuerbaren! Erneuerbare Energien im Energiebinnenmarkt, S. 16 ff.

Die Bekämpfung des Klimawandels bringt die Herausforderung mit sich, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Erneuerbare Energien sind grundsätzlich eine Möglichkeit, dieses Ziel zu erreichen. Allerdings folgt daraus noch nicht, dass deren Ausbau durch hoheitliche Maßnahmen forciert werden sollte, zumal erneuerbare Energien in den Bereichen, die wie die Stromproduktion unter das EU-ETS fallen, keinen zusätzlichen Beitrag zur Verringerung der THG-Emissionen leisten. Dies liegt daran, dass die Obergrenze der zulässigen THG-Emissionen unabhängig vom EE-Anteil besteht und auch ausgeschöpft wird. Der EE-Ausbau führt also im Rahmen des EU-ETS nur zu einer Verlagerung der Emissionen, nicht aber zu deren Vermeidung. Das Argument, dass der EE-Ausbau anspruchsvollere Obergrenzen für die THG-Emissionen erlaubt, greift zu kurz. Entweder sind erneuerbare Energien eine kostengünstige Möglichkeit, Treibhausgase zu vermeiden. Dann wird diese Möglichkeit im Rahmen des EU-ETS auch genutzt werden. Einen öffentlich forcierten EE-Ausbau braucht man dann nicht. Oder aber erneuerbare Energien sind keine kostengünstige Möglichkeit, um THG-Emissionen zu vermeiden. Dann führt deren Ausbau zu – unter Umständen erheblichen – Mehrkosten des Klimaschutzes und verhindert mittelbar sogar eine anspruchsvolle Obergrenze der THG-Emissionen. Insofern ist die direkte Beeinflussung des Energiemixes durch die Politik ein ungeeignetes Instrument zur Erreichung ihrer Ziele. Stattdessen sollte sich die Politik darauf beschränken, eine Obergrenze für Treibhausgase festzulegen, die Wege zur Einhaltung dieser Obergrenze aber dem Markt überlassen.

Ein wachsender EE-Anteil in der EU kann die Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger im Bereich der Strom-, Wärme- und Kraftstoffherzeugung senken und so die Energieversorgungssicherheit verbessern (s. Kapitel 3.3.). Da die Gefahr von Unterbrechungen der Energielieferungen aus politisch instabilen Nicht-EU-Staaten nicht ausgeschlossen werden kann, ist eine Diversifikation der Energiequellen, die erneuerbare Energien einschließt, grundsätzlich sachgerecht. Da eine Unterbrechung der Energieversorgung direkte grenzüberschreitende Effekte mit sich bringen kann und die Solidarität der Mitgliedstaaten einen mittelbaren grenzüberschreitenden Effekt darstellt, ist es auch grundsätzlich angemessen, Entscheidungen über Maßnahmen zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit nicht nur den Mitgliedstaaten zu überlassen. Es muss aber bedacht werden, dass insbesondere der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom z.T. von exogenen Einflüssen wie Windaufkommen, Wellenschlag und Sonneneinstrahlung bestimmt wird. Solange Technologien zur umfangreichen Stromspeicherung oder zur Verlagerung der Stromnachfrage nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, ist die Vorhaltung von konventionellen Kraftwerken – insbesondere Gaskraftwerken – und damit der Import von fossilen Brennstoffen auch zukünftig notwendig, um die Schwankungen der Stromerzeugung, die sich negativ auf die Stabilität der Stromnetze auswirken können, auszugleichen. Daher ist der EE-Ausbau nur in begrenztem Umfang dazu geeignet, die Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen, insbesondere die Abhängigkeit von importiertem Erdgas, zu verringern. Zudem dürfen Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit nicht zu teuer sein. Grundsätzlich wird eine prognostizierte Knappheit fossiler Energieträger, z.B. aufgrund möglicher Lieferengpässe, bereits über den Markt angezeigt, indem sich die Preise der Energieträger erhöhen. Ist die Knappheit ausreichend hoch und erhöhen sich die Preise entsprechend, so können sich Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien auch ohne staatliche Förderung im Wettbewerb behaupten.

3.5.2.2. Effiziente Förderung erneuerbarer Energien

Zwar sollte grundsätzlich der EE-Anteil am Energiemix der Mitgliedstaaten nicht durch einen politischen Beschluss, sondern im Wettbewerb unter Berücksichtigung der klimapolitischen Instrumente, insbesondere des EU-ETS, festgelegt werden, doch ist nach Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG der Weg zu einer Umkehr von der bestehenden staatlichen EE-Förderung bis 2020 weitgehend verschlossen. Aus diesem Grund muss es eine vorrangige Aufgabe

der EU-Energiepolitik in den nächsten Jahren sein, die politisch fixierten Ziele für den EE-Anteil sowohl auf EU-Ebene als auch auf nationaler Ebene möglichst effizient umzusetzen. Dies betrifft sowohl den EE-Ausbau selbst als auch die dafür notwendigen Investitionen in die Infrastruktur für den Transport und die Speicherung sowie Reservekapazitäten.

Die heutigen Politikinstrumente zur Erfüllung der von der EU vorgegebenen Erneuerbare-Energien-Ziele sind ineffizient. Dieses wird nicht – wie von der Kommission ursprünglich ange-dacht – durch ein EU-einheitliches System für einen Handel mit Herkunftsnachweisen erreicht (s. Kapitel 3.5.1.2.). Stattdessen hat sich – über die EU verteilt – eine unübersichtliche und uneinheitliche mitgliedstaatliche Förderlandschaft etabliert, die der Idee des fairen Wettbewerbs im EU-Binnenmarkt widerspricht. Der EE-Ausbau findet daher vorrangig dort statt, wo die Mitgliedstaaten ihn besonders stark subventionieren, und nicht dort, wo die Energieausbeute optimal ist, was zu einer gigantischen Verschwendung von Ressourcen in der EU führt. Nach Lage der Dinge wird sich daran voraussichtlich bis 2020 nicht grundsätzlich etwas ändern.

Da die Förderinstrumente oft langfristig ausgelegt sind und Investoren in Windkraft-, Solar- oder Biomasseanlagen – wie in Deutschland – feste Einspeisevergütungen auf 20 Jahre garantieren, betreffen Reformen ausschließlich Neuanlagen und haben somit kaum Einfluss auf die zu leistenden Gesamtkosten der EE-Förderung. Der Grundsatz, die Förderung für Bestandsanlagen nicht rückwirkend zu ändern, ist – unabhängig davon, wie man die bisherige Förderung erneuerbarer Energien beurteilt – notwendig, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und die Glaubwürdigkeit staatlicher Anreizsysteme nicht zu untergraben. Er verdeutlicht aber auch die Tragweite, die es hat, wenn kostensenkende Reformen an den Fördersystemen unterbleiben oder zeitlich verschleppt werden.²⁸⁶

Vor diesem Hintergrund können Kriterien für eine effiziente EE-Förderung, wie sie die Generaldirektion Energie 2013 in Form von unverbindlichen Leitlinien skizzierte (s. Kapitel 3.5.1.4.) und die Generaldirektion Wettbewerb 2014 in ihren Leitlinien zur Beurteilung staatlicher Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020 festgelegt hat (s. Kapitel 3.5.1.5.), dazu beitragen, die Förderkosten in den Mitgliedstaaten und Wettbewerbsverzerrungen im EU-Binnenmarkt zu reduzieren. Diese Kriterien zielen insbesondere auf eine stärkere, den Standortwettbewerb anregende Europäisierung der EE-Förderpolitik sowie eine verstärkte Nutzung marktnaher und technologieutraler Förderinstrumente ab.

3.5.2.3. EU-weite Fördersysteme und Standortneutralität

Derzeit hat jeder Mitgliedstaat ein eigenes Fördersystem für erneuerbare Energien. Ein wirklicher Wettbewerb im Binnenmarkt um die besten Standorte zur EE-Erzeugung findet nicht statt. Ein funktionierender Standortwettbewerb würde dazu führen, dass z.B. EE-Strom überwiegend dort erzeugt würde, wo er unter Berücksichtigung aller anrechenbaren Kosten, aufgrund der naturräumlichen und klimatischen Bedingungen am günstig erzeugt und aufgrund einer regionalen Nähe zum bestehenden Stromnetz günstig eingespeist werden kann.

Optimaler Weise sollten die Grenzkosten der Erreichung der nationalen EE-Ausbauziele in allen Mitgliedstaaten gleich sein, denn das würde garantieren, dass die Aufteilung des EU-weiten Erneuerbare-Energien-Ziels auf die einzelnen Mitgliedstaaten effizient wäre. Sind nämlich die Förderkosten für den Bau und Betrieb der letzten Anlage, die für die Erreichung des nationalen EE-Ausbauziels notwendig ist, höher als die Förderkosten für eine zusätzliche Anlage in einem anderen Mitgliedstaat, kann das EU-weite Erneuerbare-Energien-Ziel günstiger erreicht werden, wenn die Anlage nicht im eigenen, sondern in diesem anderem Land errichtet wird. Zwar werden bereits

²⁸⁶ Hierzu cepAnalyse Nr. 13/2014.

durch die Unterschiede bei den zugewiesenen nationalen Energiezielen die verschiedenen geografischen und klimatischen Bedingungen berücksichtigt, die Einfluss auf die Kosten der EE-Stromerzeugung haben, doch kann dadurch nicht garantiert werden, dass die Grenzkosten der Zielerreichung tatsächlich gleich sind.

Eine stärkere Nutzung der von der Kommission geforderten Kooperationsmechanismen, die die Anrechenbarkeit von EE-Strom aus einem oder mehreren Mitgliedstaaten ermöglicht, kann die Kosten der Förderung zumindest für die kooperierenden Mitgliedstaaten senken. Außerdem würde der Druck auf die beteiligten Regierungen steigen, die Förderprogramme nicht allzu großzügig auszugestalten, wenn die dafür notwendigen Ausgaben nicht auf die Förderung heimischer Anlagen begrenzt wären. Kooperationsmechanismen werden aber von den Mitgliedstaaten so gut wie gar nicht genutzt. Der EE-Strom wird weiterhin dort besonders stark gefördert, wo die Bedingungen aufgrund ungünstiger naturräumlicher und klimatischer Bedingungen besonders umfangreich sind.

So lagen beispielsweise 2013 trotz der relativ geringen Anzahl an Sonnenstunden 46 % der EU-weiten Kapazität zur Solarstromerzeugung in Deutschland.²⁸⁷ Selbst unter Berücksichtigung der höheren Einwohnerzahl lässt sich feststellen, dass in keinem anderen Land der EU so viel Kapazität zur Erzeugung von Solarstrom installiert war wie in Deutschland. Dessen installierte Pro-Kopf-Leistung zur Erzeugung von Solarstrom war mit 447,2 Watt/Einwohner annähernd doppelt so hoch wie die in Griechenland (233,7 Watt/Einwohner), mehr als viermal so hoch wie in Spanien (100,7 Watt/Einwohner) und beträgt mehr als das 16-fache der installierten Leistung in Portugal (26,8 Watt/Einwohner). Dabei konnten deutsche Solaranlagen in 2013 durchschnittlich nur 833 Stunden Strom (Volllaststunden) ins Stromnetz einspeisen. In Spanien war die Anzahl der Volllaststunden mit 1761 mehr als doppelt so hoch. In Portugal (1587 Volllaststunden) und in Griechenland (1411 Volllaststunden) liegen die Werte ebenfalls deutlich höher. Je häufiger Strom erzeugt und ins Stromnetz eingespeist werden kann, desto eher lassen sich EE-Anlage über den reinen Stromverkauf refinanzieren. Je geringer die Zahl an Volllaststunden ist, desto höher muss die staatliche Förderung ausfallen, damit die Anlagenbetreiber keinen Verlust erleiden. Die Unterschiede bei den Volllaststunden zeigen, dass sich die Kosten für die Erreichung des Erneuerbare-Energien-Ziels zwischen den Mitgliedstaaten deutlich unterscheiden und die für die Solarenergie zur Verfügung gestellten Mittel EU-weit ineffizient eingesetzt werden.

Darüber hinaus muss aber bedacht werden, dass die Orte, an denen EE-Strom besonders günstig erzeugt werden kann, sehr oft nicht mit den Orten übereinstimmen, an denen der Strom nachgefragt wird. Je nach Erzeugungsort entstehen dadurch unterschiedliche standortspezifische Kosten aufgrund der benötigten Investitionen in den Stromnetzausbau. Würde die benötigten Investitionen von den Betreibern der EE-Anlagen getragen, würden solche Projekte, die einen besonders teuren Netzausbau bedürfen, nicht realisiert. Werden diese Kosten aber – wie in Deutschland – über die Netzentgelte auf alle Verbraucher umgelegt, spielt diese standortspezifische Komponente keine Rolle für die Entscheidung, an welchen Orten Erzeugungsanlagen errichtet werden.

3.5.2.4. Marktnahe Förderinstrumente und Technologieneutralität

Die staatliche Förderung erneuerbarer Energien sollte technologieneutral erfolgen, d.h. die Politik sollte sich bei der Entscheidung zurückhalten, welche Technologien beim politisch beschlossenen EE-Ausbau eingesetzt werden sollen. Durch eine technologieneutrale Förderung wird gewährleistet, dass sich der Wettbewerb zwischen Erzeugern allein danach bestimmt, wer die politisch vorgegebenen Ziele am besten und kostengünstigsten erreicht, ohne dass bestimmte politisch definierte Technologiepfade vorgegeben werden. Die Förderung erneuerbarer Energien soll dabei

²⁸⁷ Vgl. hierzu und im Folgenden EurObserv'ER (2014): Photovoltaic Barometer 2014.

lediglich Innovationsprozesse unterstützen, die das Erreichen der politisch vorgegebenen ambitionierten Ziele für den EE-Anteil am Energiemix überhaupt erst technisch ermöglichen. Darüber hinaus müssen sie einen kostensenkenden Effekt haben, damit die Energieversorgung langfristig bezahlbar bleibt. Die von der Kommission sowohl in den Leitlinien der Generaldirektion Energie zur Ausgestaltung staatlicher Systeme zur Förderung erneuerbarer Energien vom Oktober 2013 (s. Kapitel 3.5.1.4.) als auch in den Leitlinien der Generaldirektion Wettbewerb für staatlicher Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020 vom April 2014 (s. Kapitel 3.5.1.5.) vorgesehene degressive Ausgestaltung der Fördersysteme ist somit sachgerecht.

Derzeit verfolgen die meisten Mitgliedstaaten bei der EE-Stromerzeugung das Ziel, einen Mix an verschiedenen Technologien staatlich zu fördern, anstatt sich auf die Technologien zu konzentrieren, mit denen EE-Strom in dem Land am günstigsten erzeugt werden kann. Die Höhe der einzelnen Fördersätze unterscheidet sich daher z.T. deutlich; ein Technologiewettbewerb und somit Technologieneutralität ist nicht gewährleistet. Oft wird in diesem Zusammenhang das Argument genannt, dass sehr teure, sich noch im Entwicklungsstadium befindende Technologien zur Erzeugung von EE-Strom zeitlich begrenzt eine gesonderte Förderung benötigen, um deren zukünftige Kostensenkungspotenziale nutzen zu können. Erneuerbare Energien, die mittlerweile einen substantiellen und stetig wachsenden Anteil an der europäischen Energieversorgung aufweisen, sind aber längst dem Entwicklungsstadium entwachsen. Zudem kann eine Anschubfinanzierung für Technologien in der Entwicklungsphase nur dann gerechtfertigt sein, wenn sie überwiegend in den Ländern erfolgt, in denen die Nutzung der Technologie aufgrund der naturräumlichen und klimatischen Voraussetzungen am besten geeignet ist, was derzeit in der EU nicht der Fall ist.

Die Kommission fordert zu Recht sowohl in den Leitlinien zu EE-Fördersystemen als auch in ihren Beihilfeleitlinien 2014-2020, dass die staatlichen Systeme zur Förderung erneuerbarer Energien wettbewerblicher ausgestaltet werden und die Betreiber der EE-Anlagen sich zunehmend selbst an den Entwicklungen am Strommarkt orientieren müssen. Ein Wechsel von den in vielen Ländern bestehenden Einspeisetarifen zu mehr wettbewerbsbasierten Verfahren, insbesondere zu in Ausschreibungen bestimmten Einspeiseprämien und Quotenmodellen, führt dazu, dass Überförderungen begrenzt und Kostensenkungspotenziale bei der Errichtung der EE-Anlagen an die Verbraucher weitergegeben werden. Sowohl bei Einspeiseprämien als auch bei Quotenmodellen wird zudem der Anreiz vergrößert, EE-Strom dann zu erzeugen, wenn an der Strombörse ein höherer Preis erzielt werden kann, da die Förderung in beiden Fällen nur ein Zusatz zu dem auf dem Markt erzielten Verkaufserlösen darstellt. Die von der Kommission geforderte Verpflichtung, dass Betreiber von EE-Anlagen ihren erzeugten Strom selbst vermarkten müssen, kann zudem als Zwischenschritt hin zu einem Energiesystem angesehen werden, bei dem EE-Stromerzeuger ohne staatliche Förderung regulär am Strommarkt teilnehmen.²⁸⁸

²⁸⁸ Hierzu cepAnalyse Nr. 13/2014.

3.6. Energieinfrastruktur

Energieinfrastruktur

EU-Ziel

- ▶ Ausbau und Modernisierung der europäischen Energieinfrastruktur
- ▶ Erforderlicher Verbundgrad der Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedstaaten gemessen an der heimischen Stromerzeugungskapazität
 - bis 2020: 10 %
 - bis 2030: 15 %

EU-Kompetenzgrundlage

- ▶ Art. 194 Abs. 1 lit. d AEUV: Interkonnektion der Energienetze
- ▶ Art. 170 ff. AEUV: Auf- und Ausbau transeuropäischer Energienetze (TEN-E)

EU-Regulierungsrahmen

- ▶ Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020: Mitteilung KOM(2010) 677
- ▶ Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur: Verordnung (EU) Nr. 347/2013
- ▶ „Intelligente Stromnetze“: Mitteilung KOM(2011) 202
- ▶ Connecting Europe Facility (CEF): Verordnung (EU) Nr. 1316/2013

3.6.1. EU-Regulierungsrahmen: Energieinfrastruktur

Um die Herausforderungen der EU-Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit – bewältigen zu können, ist eine hinreichend ausgebaute, integrierte und moderne Infrastruktur für den Transport von Strom, Erdgas, Öl und anderen Brennstoffen vom Produzenten zum Verbraucher erforderlich. Diesen Anforderungen werden die europäischen Energienetze insbesondere für Strom und Gas derzeit jedoch nicht gerecht. Sie sind für fossile Brennstoffe, große Produktionszentren und billige, in großen Mengen zur Verfügung stehende Energie ausgelegt. Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und die dezentrale Energieerzeugung, wie kleine Solaranlagen, werden durch das Fehlen geeigneter Netzanbindungen gehemmt. Außerdem fehlen seit der EU-Osterweiterung noch Verbindungen der europäischen Energienetze sowohl in Ost-West- als auch in Süd-Nord-Richtung. Die mangelnde Anbindung einiger Mitgliedstaaten – wie insbesondere Estland, Lettland und Litauen – an das übrige EU-Energienetz macht diese Regionen anfällig für Versorgungsausfälle. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist auch die zunehmende Abhängigkeit der EU von Energielieferungen aus wenigen Drittstaaten problematisch. So bezieht die EU bereits heute allein aus Russland ca. 40 % ihrer Erdgasimporte.²⁸⁹ Einige osteuropäische Mitgliedstaaten sind nahezu vollständig auf Gaslieferungen aus Russland angewiesen. Um sich aus derartigen Abhängigkeiten lösen und ihre Energieimporte diversifizieren zu können, strebt die EU den Bau neuer Importrouten zur Anbindung weiterer Lieferländer an (s. Kapitel 3.3.).

²⁸⁹ Kommissionsmitteilung COM(2014) 330, S. 2.

Um den Verbund und die Interoperabilität der einzelstaatlichen Netze sowie den Netzzugang zu fördern, kann die EU seit dem Vertrag von Maastricht nach Art. 170 ff. AEUV zum **Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur (TEN-E)** beitragen.²⁹⁰ Dabei sollen insbesondere insulare, eingeschlossene und am Rande gelegene Regionen mit den zentralen Gebieten der EU verbunden werden. Über diesen ursprünglich rein binnenmarktbezogenen Ansatz hinaus steht der EU seit dem Inkrafttreten des Vertrags von Lissabon nach Art. 194 Abs. 1 lit. d AEUV auch die Kompetenz zu, allgemein die Verbindung bzw. **Interkonnektion** der Energienetze zu fördern. Bereits im März 2002 hatte der Europäische Rat beschlossen, dass jeder Mitgliedstaat über ein Mindestmaß an Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedstaaten verfügen muss. Demnach muss die erforderliche Kapazität der Stromverbindungsleitungen zu anderen Mitgliedstaaten mindestens 10 % der heimischen Stromerzeugungskapazität entsprechen („**10%-Verbundziel**“).²⁹¹

Die **Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (TEN-E-Entscheidung)**²⁹² stellte Leitlinien auf, nach denen Ziele, Prioritäten und Grundzüge für Maßnahmen der EU zur Förderung des Auf- und Ausbaus transeuropäischer Energienetze erfasst wurden. Im Rahmen der Leitlinien wurden förderfähige Vorhaben ausgewiesen und Aktionen zur Interoperabilität der Netze – beispielsweise durch die Harmonisierung technischer Normen – festgelegt. In der TEN-E-Entscheidung Nr. 1364/2006/EG wurden 550 Projekte der Strom- und Gasinfrastruktur aufgeführt, die für eine finanzielle EU-Unterstützung in Betracht kamen. Eine in regelmäßigen Abständen durchgeführte Evaluation und eventuelle Anpassung der förderungsfähigen Projekte war dabei nicht vorgesehen („unflexible Projektlisten“). Die Verordnung (EG) Nr. 680/2007 (TEN-Finanzierungs-Verordnung) regelte von 2007 bis 2013 die Bedingungen für die Ko-Finanzierung von TEN-E-Vorhaben durch die EU und umfasste in diesem Zeitraum Fördergelder in Höhe von 155 Mio. €.

Der **Vorrangige Verbundplan**²⁹³ der Kommission von 2007 stellte den damaligen Stand bei der Umsetzung der TEN-E-Vorhaben dar und enthielt Vorschläge für die schrittweise Fertigstellung kritischer Vorhaben, bei denen erhebliche Verzögerungen aufgetreten waren. Zudem schlug die Kommission vor, TEN-E-Vorhaben stärker zu konzentrieren. Demnach sollten die vorrangigen Vorhaben auf wenige grenzüberschreitende Projekte beschränkt werden, die der Anbindung isolierter Mitgliedstaaten an das europäische Energienetz dienen oder von denen zugleich mehrere Mitgliedstaaten profitieren. In einem Bericht über die Realisierung der Transeuropäischen Energienetze zwischen 2007 und 2009 kam die Kommission zu dem Ergebnis, dass die Instrumente des TEN-E-Programms unzureichend für die Bewältigung der energie- und klimapolitischen Herausforderungen waren.²⁹⁴ Die Kommission kündigte daraufhin an, das TEN-E-Programm zu überprüfen und eine bessere Definition für die strategischen Prioritäten bei der Energieinfrastruktur in der EU zu entwickeln.²⁹⁵

Die Modernisierung der europäischen Energienetze wurde als eine Priorität der am 26. März 2010 vom Europäischen Rat gebilligten **Energiestrategie 2020**²⁹⁶ benannt. Daraufhin legte die Kommission im November 2010 in ihrer **Mitteilung „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und da-**

²⁹⁰ Kommissionsbericht KOM(2010) 203 „Realisierung der Transeuropäischen Energienetze im Zeitraum 2007–2009“.

²⁹¹ Europäischer Rat v. 15./16.03.2002, Schlussfolgerungen, Dok. SN 100/1/02 REV 1, Rn. 37, S. 15.

²⁹² Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.

²⁹³ Kommissionsmitteilung KOM(2006) 846.

²⁹⁴ Kommissionsbericht KOM(2010) 203, S. 9.

²⁹⁵ Ebenda, S. 10 f.

²⁹⁶ Kommissionsmitteilung KOM(2010) 639 „Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie“; hierzu cepAnalyse v. 15.11.2010.

nach“²⁹⁷ ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz dar. Demnach sollte das bisherige Verfahren zur Entwicklung der TEN-E mit unflexiblen Projektlisten durch eine neue EU-Energieinfrastrukturpolitik mit einer neuen Methode der strategischen Planung ersetzt werden. Ein „intelligentes Supernetz“ sollte Energienetze in der EU und darüber hinaus miteinander verbinden („**Energieinfrastruktur-Karte**“). EU-Maßnahmen sollten sich auf wenige **Vorhaben von gemeinsamem Interesse (VGI)** bis 2020 konzentrieren. Langwierige Genehmigungsverfahren sollten verkürzt und die transnationale Zusammenarbeit effizienter gestaltet werden. Sofern sie nicht allein über regulierte Tarife und Engpassentgelte finanziert werden können, sollten zusätzliche Finanzierungsquellen entwickelt werden.²⁹⁸

3.6.1.1. TENE-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013

Die Kommission hat im Oktober 2011 einen Vorschlag für eine Verordnung²⁹⁹ vorgelegt, die die TEN-E-Entscheidung Nr. 1364/2006/EG ersetzen sollte. Die **TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013** trat 2013 in Kraft. Die TEN-E-Verordnung enthalten insbesondere Regelungen zur Auswahl der VGI, für schnellere und transparentere Genehmigungsverfahren und zur Finanzierung des Infrastrukturausbaus.

3.6.1.1.1. Auswahl von „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ (VGI)

Die TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013 weisen zwölf europäische Energieinfrastrukturprioritäten aus, deren „Umsetzung bis 2020 für das Erreichen der Klima- und Energiepolitikziele der EU unerlässlich ist“ (Erwägungsgrund 20). Diese umfassen (Anhang I):

- vier transnationale Stromkorridore,
- vier transnationale Gaskorridore,
- einen transnationalen Erdölkorridor und
- drei thematische Gebiete, die für alle Mitgliedstaaten gelten, z.B. die Realisierung „intelligenter Stromnetze“ („Smart Grids“).

Die Kommission ordnet jedem der zwölf ausgewiesenen Energieinfrastrukturprioritäten – Energiekorridore und thematische Gebiete – eine „**regionale Gruppe**“ zu (Art. 3 Abs. 1). Diese setzt sich u.a. aus Vertretern der beteiligten Mitgliedstaaten, den Netzbetreibern, Projektentwicklern und der Kommission zusammen (Anhang III Nr. 1.1). Die regionalen Gruppen mussten bis zum 31. Juli 2013 der Kommission jeweils eine Liste mit Vorschlägen für regionale VGI vorlegen, wobei jeder Vorschlag von den betroffenen Mitgliedstaaten zu genehmigen war (Art. 3 Abs. 3). Infrastrukturprojekte konnten als VGI in Frage kommen, wenn sie insbesondere folgende allgemeine **Auswahlkriterien** erfüllten (Art. 4 Abs. 1):

- Das VGI ist erforderlich für die Realisierung von mindestens einem der ausgewiesenen Energieinfrastrukturkorridore oder einem der ausgewiesenen thematischen Gebiete.
- Der potenzielle Gesamtnutzen aus Sicht der Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und der Marktintegration muss die Kosten übersteigen.
- Das Vorhaben muss mindestens zwei Mitgliedstaaten betreffen.

²⁹⁷ Kommissionsmitteilung KOM(2010) 677 „Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach – ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz“; hierzu cepAnalyse v. 10.01.2011.

²⁹⁸ Ebenda, S. 5 f.

²⁹⁹ Kommissionsvorschlag KOM(2011) 658; hierzu cepAnalyse Nr. 05/2012.

Die Kommission hat aufbauend auf den von den regionalen Gruppen vorgelegten Vorschlagslisten am 14. Oktober 2013 eine EU-weite Liste mit Energieinfrastrukturprojekten erstellt (Art. 4 Abs. 2).³⁰⁰ Die Liste beinhaltet rund 140 Projekte im Bereich der Stromübertragung und -speicherung, rund 100 Projekte im Bereich Gasfernleitung, Gasspeicherung und Flüssigerdgas sowie einige wenige Projekte für Erdöl und intelligente Netze. Die Liste muss alle zwei Jahre überprüft und gegebenenfalls aktualisiert werden.

3.6.1.1.2. Schnellere und transparentere Genehmigungsverfahren

Die VGI erhalten innerhalb der nationalen Genehmigungsverfahren „höchstmögliche Priorität“ (Art. 3. Abs. 6). Dies betrifft insbesondere die „regionalen Investitionspläne“ für Strom³⁰¹ und Gas³⁰² und die 10-Jahres-Netzentwicklungspläne (TYNDP) für Strom³⁰³ und Gas³⁰⁴.

Die Mitgliedstaaten mussten bis zum November 2013 eine Behörde benennen, die für die „**Koordinierung und Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens**“ zuständig ist (Art. 8 Abs. 1). Das Genehmigungsverfahren umfasst zwei Phasen von insgesamt **höchstens drei Jahren und sechs Monaten** (Art. 10 Abs. 2). Der „Vortragsabschnitt“ (Phase 1) reicht vom Beginn des Genehmigungsverfahrens bis zur Annahme der Antragsunterlagen und darf maximal zwei Jahre dauern. Das „formale Genehmigungsverfahren“ (Phase 2) von der Annahme der Antragsunterlagen bis zum Erlass einer „umfassenden Entscheidung“ darf maximal ein Jahr und sechs Monate dauern (Art. 10 Abs. 1). Nur in Ausnahmefällen kann die Gesamtdauer des Genehmigungsverfahrens um maximal neun Monate verlängert werden.

Zur Erhöhung der Transparenz und für eine umfassendere Beteiligung der Öffentlichkeit müssen die Projektentwickler der zuständigen Behörde ein Konzept für die **Beteiligung der Öffentlichkeit** vorlegen. Zudem müssen die Projektentwickler oder die zuständige Behörde vor Beendigung des Vortragsabschnitts eine öffentliche Konsultation zu dem geplanten Vorhaben durchführen (Art. 9 Abs. 4).

Zur Verbesserung der Vergleichbarkeit der Kosten und Nutzen der Infrastrukturprojekte haben die Europäischen Verbände der Betreiber für Stromübertragungsnetze ENTSO-E und Gasfernleitungsnetze ENTSO-G, die EU-Energieagentur ACER und die Kommission gemeinsam eine Methode für die Erstellung einer „harmonisierten, energiesystemweiten Kosten-Nutzen-Analyse“ für VGI im Strom und im Gassektor entwickelt (Art. 11 Abs. 1-5 i.V.m. Anhang V). Die Methode wird auf Kosten-Nutzen-Analysen im Rahmen der Zehnjahresnetzentwicklungspläne TYNDP für Strom oder Gas angewendet (Art. 11 Abs. 7).

3.6.1.1.3. Finanzierung des Infrastrukturausbaus

Die VGI sollen überwiegend durch die Infrastrukturbetreiber finanziert werden, welche die Kosten über Netzentgelte an die Strom- und Gasverbraucher weitergeben (Art. 12 Abs. 1). Da es sich bei VGI überwiegend um grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte handelt, sind in vielen Fällen mehrere Infrastrukturbetreiber beteiligt. Wie die Kosten für die VGI auf die beteiligten Betreiber aufgeteilt werden, wird von den betroffenen nationalen Regulierungsbehörden gemeinsam festgelegt. Dabei werden die „wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Kosten- und Nutzeffekte“ des Vorhabens in den jeweiligen Mitgliedstaaten und die notwendige finanzielle Unterstützung berücksichtigt (Art. 12 Abs. 4 f.). Die Mitgliedstaaten und die nationalen Regulierungsbehörden

³⁰⁰ Europäische Kommission, Pressemitteilung v. 14.10.2013, „Energie: Kommission stellt Liste von 250 Infrastrukturprojekten vor, die insgesamt 5,85 Mrd. EUR erhalten könnten“.

³⁰¹ Art. 12 Strom-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

³⁰² Art. 12 Erdgas-Netzzugang-Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

³⁰³ Art. 22 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG.

³⁰⁴ Art. 22 Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG.

müssen zudem dafür sorgen, dass ausreichend hohe Anreize für die Umsetzung besonders risikoreicher VGI bestehen, wenn diese entsprechend der EU-einheitlichen Kosten-Nutzen-Analyse im Vergleich zu risikoärmeren Projekten positive Nettoauswirkungen haben (Art. 13 Abs. 1 f.).

Die **Verordnung (EU) Nr. 1316/2013** zur Schaffung der **Connecting Europe Facility (CEF)** hat die TEN-Finanzierungs-Verordnung (EG) Nr. 680/2007 abgelöst und stellt für den Zeitraum 2014–2020 für die Bereiche Verkehr, Telekommunikation und Energie Fördergelder der EU von insgesamt ca. 33 Mrd. € bereit. Davon entfallen ca. 5,85 Mrd. € auf den Energiebereich, die bestimmten VGI im Strom-, Gas- und CO₂-Sektor in Form von Finanzhilfen und Finanzierungsinstrumenten zur Verfügung gestellt werden. Investoren können **Finanzhilfen** für Studien und für Bauarbeiten beantragen. Durch Finanzhilfen für Bauarbeiten können jedoch nur solche VGI gefördert werden, deren wirtschaftliche Tragfähigkeit ansonsten nicht gesichert wäre und die sich laut durchgeführter Kosten-Nutzen-Analyse positiv auf die allgemeine Versorgungssicherheit, die Solidarität oder Innovationen auswirken (Art. 14 f.). Zusätzlich können sich Investoren von VGI auch um spezielle **Finanzierungsinstrumente**³⁰⁵ bewerben. Darunter fallen Darlehen mit erweiterten Konditionen, Projektanleihen³⁰⁶ und Eigenkapitalinstrumente. Sie werden von internationalen Finanzinstitutionen wie der Europäischen Investitionsbank angeboten und verwaltet.

3.6.1.2. Der Ausbau „intelligenter Stromnetze“

Da der jährlich wachsende Anteil erneuerbarer Energien wie Wind- oder Solarenergie zu wetter- und tageszeitabhängigen Schwankungen im Stromangebot führt, bedarf es einer flexiblen und anpassungsfähigen Stromnachfrage, um die Stabilität des Stromnetzes und damit die Stromversorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. „**Intelligente Stromnetze**“ (**Smart Grids**) sind Netze, die mittels „**intelligenter Mess- und Überwachungssysteme**“ (**Smart-Meter**) den tatsächlichen Umfang und Zeitpunkt des Stromverbrauchs genau erfassen und mittels **Informations- und Kommunikationstechnologie** Daten über Preise oder Verbrauch zwischen Versorgern und Verbrauchern übermitteln.³⁰⁷ Dadurch sollen den Stromverbrauchern, die bislang überwiegend passiv am Strommarkt teilnehmen, Anreize gegeben werden, ihren Stromverbrauch an temporäre Schwankungen des Stromangebots anzupassen. Sie können ihren Stromverbrauch dadurch besser kontrollieren und Einsparpotenziale besser erkennen. Sofern die Strompreise für den Endkunden hinreichend variabel sind und sich an die tageszeitabhängige Knappheit im Strommarkt anpassen, bietet dies Verbrauchern den Vorteil, tageszeitabhängige Strompreisdifferenzen auszunutzen, indem sie einen Teil ihres Stromverbrauchs in die Zeiten verlagern, in denen der Strom weniger knapp und daher günstiger ist (**Laststeuerung**).

Die Kommission hat die Bedeutung des Ausbaus intelligenter Stromnetze wiederholt betont, eigene Maßnahmen angekündigt und die Mitgliedstaaten dazu aufgefordert, deren Ausbau durch eigene Anstrengungen zu beschleunigen. So bezeichnet der Fahrplan der Kommission für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050³⁰⁸ intelligente Stromnetze als Voraussetzung für ein künftiges CO₂-armes Stromsystem, da sie einen effizienten Verbrauch erleichtern, den Anteil der erneuerbaren Energien und der dezentralen Stromerzeugung steigern und die Elektrifizierung des Verkehrs ermöglichen. Bedeutend für die Entwicklung intelligenter Netze sind EU-einheitliche Schnittstellen, die die Interoperabilität der dafür notwendigen Mess- und Kommunikationsmittel in der EU ermöglichen und Barrieren für den Wettbewerb verhindern.

³⁰⁵ Verordnung (EU) Nr. 1316/2013, Anhang I, Teil III.

³⁰⁶ Europäische Kommission, Stakeholder Consultation Paper / Commission Staff Working Paper on the Europe 2020 Project Bond Initiative v. 28.02.2011; hierzu cepAnalyse v. 18.04.2011.

³⁰⁷ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 202 „Intelligente Stromnetze: von der Innovation zur Realisierung“.

³⁰⁸ Kommissionsmitteilung KOM(2011) 112 „Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050“; hierzu cepAnalyse v. 30.05.2011.

3.6.1.2.1. Flächendeckende Einführung von Smart-Metern

Die Mitgliedstaaten mussten gemäß Art. 13 der Energiedienstleistung-Richtlinie 2006/32/EG – soweit technisch und wirtschaftlich machbar – Smart-Meter einführen. Nach Anhang I Abs. 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG waren die Mitgliedstaaten verpflichtet, bis September 2012 das wirtschaftliche Potenzial der Verbreitung von Smart Metern zu bewerten und eine zuständige Behörde damit zu beauftragen, nationale Zehnjahrespläne für die Einführung von Smart-Metern (**Smart-Meter-Rollout**) zu entwerfen. Im Falle einer positiven Wirtschaftlichkeitsprüfung sind mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit Smart-Metern auszustatten.

In 16 Mitgliedstaaten sind die Kosten-Nutzen-Analysen positiv ausgefallen.³⁰⁹ Bis auf Polen und Rumänien haben alle diese Länder bereits beschlossen, Smart Meter im großen Umfang bis 2020 einzuführen. In sieben Mitgliedstaaten waren die Kosten-Nutzen-Analysen negativ, fielen unentschieden aus oder zeigten, dass sich die Einführung von Smart-Metern nur für bestimmte Verbrauchergruppen wirtschaftlich lohnt. In den meisten Mitgliedstaaten sind die Verteilnetzbetreiber die Eigentümer der Smart-Meter. Die Kosten der großflächigen Einführung von Smart-Metern werden daher über die Netzentgelte von den Verbrauchern gezahlt.

In ihrer **Empfehlung 2012/148/EU zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme** hat die Kommission dazu aufgerufen, die Schnittstellen der Smart-Meter mit anderen Technologien zu harmonisieren, um eine kommerzielle Nutzung der Laststeuerung zu ermöglichen. Dies bezieht sich u.a. auf die Häufigkeit, nach der Verbrauchsdaten aktualisiert und an die Verbraucher übermittelt werden. Acht der Mitgliedstaaten melden, dass sie die Vorgaben voll und ganz erfüllen. In den anderen Mitgliedstaaten sollen laut Kommission diese Funktionen zu einem späteren Zeitpunkt hinzugefügt werden können.

3.6.1.2.2. Stärkere Beteiligung der Nachfrage im Strommarkt

Die Kommission prüft derzeit, ob weitere Vorgaben nötig sind, um die Nachfrageseite im Strommarkt zu stärken. In ihrer **Mitteilung über die Vollendung des Binnenmarkts und optimalen Nutzung staatlicher Interventionen**³¹⁰ hat die Kommission die Mitgliedstaaten aufgefordert, die technischen Voraussetzungen zu schaffen, dass Informations- und Kommunikationstechnologien sowie intelligente Elektrogeräte entwickelt und den Stromverbrauchern bereitgestellt werden. Damit sich der Erwerb solcher Geräte für die Verbraucher lohnt, sollen neue Geschäftsmodelle entwickelt werden, die den Verbrauchern Anreize für den Verzicht auf Nachfrage in Zeiten mit knappem Stromangebot bieten. Außerdem sollen Datenschutzbedenken ausgeräumt werden.

Die Kommission fordert eine stärkere Nutzung der Laststeuerung, die den Stromverbrauchern einen Anreiz bietet, Strom dann nicht zu verbrauchen, wenn dieser knapp und daher teuer ist. Bei der **preisbasierten Laststeuerung** variieren die Tarife der Stromverbraucher im Tagesverlauf entsprechend den Schwankungen der Großhandelspreise. Allen Stromverbrauchern sollen entsprechende variable untätige Tarife zur Verfügung stehen. Staatliche Strompreisregulierungen, die noch in zwei Dritteln der Mitgliedstaaten bestehen, sollen aufgehoben werden. Die in den Strompreisen enthaltenen Netzentgelte sollen fair und transparent sein und das durch Laststeuerung erzielte Einsparpotenzial berücksichtigen. Bei der **anreizbasierten Laststeuerung** werden die Stromverbraucher für die Abschaltung von Maschinen und Elektrogeräten in Zeiten hoher Stromnachfrage („Spitzenlastzeiten“) entschädigt. Die Kommission will auch für kleine Unternehmen und private Haushalte die Voraussetzungen schaffen, diese Programme zu nutzen.³¹¹

³⁰⁹ Kommissionsbericht COM(2014) 356 „Die Einführung intelligenter Verbrauchsmesssysteme in der EU-27 mit Schwerpunkt Strom im Vergleich“, S. 4.

³¹⁰ Kommissionsmitteilung C(2013) 7243; hierzu cepAnalyse Nr. 25/2014.

³¹¹ Kommissionsdokument SWD(2013) 442, S. 5 ff.

Netzbetreiber, andere Betreiber von Smart-Metern und andere Energiedienstleistungsunternehmen, die Zugang zu privaten Stromverbrauchsdaten haben, dürfen laut Art. 2 lit. a Datenschutz-Richtlinie 95/46/EG nur solche Daten ohne vorherige Zustimmung der Verbraucher nutzen, die rein technischer Art und nicht auf eine Einzelperson zurückzuführen sind („personenbezogene Daten“). Der Datentransfer, den die Verteilnetzbetreiber für den lokalen Netzausgleich benötigen, soll sicher und auf das notwendige Maß beschränkt sein.³¹² Zudem sollen die Stromverbraucher ihre Verbrauchsdaten weitergeben dürfen, z.B. an Versorgungsunternehmen oder andere Dienstleister, damit diese kundenspezifische Stromtarife oder Lastverlagerungsverträge anbieten können.

3.6.2. Ordnungspolitische Bewertung: Energieinfrastruktur

3.6.2.1. Die Herausforderung des Ausbaus transeuropäischer Netze

Um den Energiebinnenmarkt zu verwirklichen, ist ein Ausbau der grenzüberschreitenden Gas- und Stromnetze notwendig. Erst die physische Infrastruktur kann gewährleisten, dass es zu grenzüberschreitendem Wettbewerb kommt, der den Verbrauchern in Form von niedrigeren Preisen zugutekommt. Eine hohe Integration des Netzes ist auch nötig, um die Versorgungssicherheit zu optimieren. So können lokale Störungen der Strom- und Gasversorgung nur dann durch ausländische Kapazitäten im Netz ausgeglichen werden, wenn die Gas- und Elektrizitätsnetze eng genug miteinander verknüpft sind. Die Gefahr lokaler Störungen wird durch den zunehmenden Einsatz von wetterbedingt schwankenden erneuerbaren Energien im Strombereich verstärkt, was den Aufbau zusätzlicher Infrastruktur erfordert, um Stromerzeugung und Verbrauch räumlich und zeitlich aufeinander abzustimmen.

Die in der TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013 vorgegebene bessere Koordinierung des grenzüberschreitenden Energieinfrastrukturausbaus in der EU ist sachgerecht. Die Formulierung der zwölf europäischen Energieinfrastrukturprioritäten und die Bündelung der notwendigen Kompetenzen aller jeweils beteiligten Akteure in den regionalen Gruppen hat die Auswahl der Vorhaben von gemeinsamem Interesse erleichtert. Gleichzeitig hat die Zugrundelegung einer einheitlichen Methode der Kosten-Nutzen-Analyse die Auswahl der Projekte und die Aufteilung der Kosten zwischen mehreren betroffenen Mitgliedstaaten objektiviert. Enorm umfangreiche, langwierige und verschiedenartige Genehmigungsverfahren bei transnationalen Infrastrukturprojekten verhindern häufig, dass Unternehmen bereit sind, in grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte zu investieren. Die Vorgabe der TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013, dass nur noch eine Behörde in jedem Mitgliedstaat das Genehmigungsverfahren leitet, vereinfacht den Genehmigungsprozess. Zudem kann eine grundsätzliche Begrenzung der Genehmigungsdauer auf insgesamt dreieinhalb Jahre dazu dienen, unnötige Verzögerungen im Genehmigungsprozess zu vermeiden, was den EU-weiten Energieinfrastrukturausbau beschleunigt. Da Energieinfrastrukturprojekte regelmäßig auf Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung stoßen, kann die nach der TEN-E-Verordnung (EU) Nr. 347/2013 vorgeschriebene frühzeitige und systematische Einbeziehung der Öffentlichkeit bei der Werbung um Akzeptanz der Projekte helfen.³¹³

Grundsätzlich sollten die Kosten für den Ausbau der Energieinfrastruktur durch eine Umlage auf die Netznutzungsentgelte von den Endverbrauchern getragen werden, sofern diese durch eine höhere Versorgungssicherheit oder geringere Energiepreise infolge von grenzüberschreitendem Wettbewerb profitieren. Dies setzt allerdings voraus, dass Preise auf Endkundenmärkten hinreichend flexibel auf Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten reagieren können. Dies ist auch aufgrund mangelnden Wettbewerbs aktuell noch nicht in allen Mitgliedstaaten der Fall (s. Kapitel 3.2.). Eine Kofinanzierung durch die Connecting Europe Facility CEF muss auf die weni-

³¹² Kommissionsmitteilung C(2013) 7243, S. 21.

³¹³ Hierzu cepAnalyse Nr. 05/2012.

gen Infrastrukturvorhaben beschränkt sein, die sich nicht über Nutzungsentgelte finanzieren lassen, aber zur Verwirklichung eines vernetzten Energiebinnenmarktes sowie der Energieversorgungssicherheit erwünscht sind. Eine stärkere generelle Infrastrukturfinanzierung durch öffentliche Fördergelder kann den Fehlanreiz vergrößern, in zu teure, falsch ausgelegte oder nicht benötigte Infrastrukturprojekte zu investieren.³¹⁴

3.6.2.2. Intelligente Stromnetze

Während Strom aus Wind- und Solarenergie mit großen Schwankungen erzeugt wird, werden die Stromverbraucher weiterhin als passive Teilnehmer am Strommarkt betrachtet, die auf Schwankungen des Stromangebots nur wenig reagieren können. Durch intelligente Stromnetze kann die Stromnachfrage besser auf die Stromerzeugung abgestimmt werden. Hierdurch kann zum einen in wind- und sonnenreichen Stunden eine größere Strommenge abgenommen werden, zum anderen kann in wind- und sonnenarmen Stunden die Stromnachfrage reduziert werden. Beides sichert die Netzstabilität. Kosten für den Bau und Betrieb von zusätzlichen Speichern und Reservekraftwerken können damit eingespart werden. Damit sich die Laststeuerung volkswirtschaftlich lohnt, müssen aber die dadurch erzielten Kosteneinsparungen größer sein als die dafür getätigten Investitionen. Zudem können die Probleme der schwankenden Stromerzeugung und insbesondere der Deckung der Spitzenlast alternativ auch durch die Vorhaltung konventioneller Reservekapazitäten (z.B. Gaskraftwerke) gelöst werden. Auf welche Art und Weise unerwartete Schwankungen des Stromangebots ausgeglichen werden, sollte letztlich über den Preis auf den Regelenenergimärkten entschieden werden (s. Kapitel 3.3.1.3.4.).³¹⁵

Damit sich die von der Kommission beschriebenen Potenziale einer flexiblen Nachfrage nutzen lassen, ist eine zeitpunktbezogene Erfassung von Stromverbrauchsmengen notwendig. Die Vorgabe, im Fall einer positiven Wirtschaftlichkeitsprüfung Smart-Meter im großen Umfang zu verbreiten, ist daher sachgerecht. Die von der Kommission empfohlene Normung der Schnittstellen zwischen Smart-Metern und anderen Komponenten intelligenter Netze verhindert teure Parallelentwicklungen und ermöglicht die Interoperabilität der Instrumente zur Messung und Steuerung der Stromnachfrage. Allein durch die Bereitstellung der Technologie wird die Stromnachfrage aber nicht flexibler werden. Die Verbraucher müssen Anreize haben, ihren Verbrauch an die Knappheit des Angebots anzupassen. Das setzt zumindest voraus, dass die Verbraucherpreise untertägig hinreichend flexibel sind. In einem ersten Schritt sollten daher – wie von der Kommission gefordert – staatlich regulierte Preise aufgehoben werden. Wo technisch möglich und vom Verbraucher gewünscht, können zusätzlich tageszeitabhängige Tarife angeboten werden. Nur wenn die Preisdifferenzen groß genug sind, ist zu erwarten, dass auch die privaten Haushalte mit jeweils geringen Stromverbrauchsmengen bereit sind, ihre Gewohnheiten zu ändern. Inwieweit sie bereit sind dies zu tun, muss in weiteren Feldversuchen erprobt werden. Grundsätzlich werden Stromverbraucher aber nur dann günstigere Preise im Tausch gegen nachfrageseitige Flexibilität und eine gewisse Fremdbestimmung akzeptieren, wenn Datenschutzbedenken ausgeräumt sind. Die Kommission fordert daher zu Recht, dass der Transfer von sensiblen Stromverbrauchsdaten sicher und auf das nötige Minimum beschränkt sein muss. Nur die Verbraucher sollten darüber entscheiden können, inwieweit ihre Verbrauchsdaten an den Versorger, den Netzbetreiber und andere Dienstleister weitergegeben werden. Beim Angebot tageszeitabhängiger Tarife sollten die Verbraucher nicht an einen Anbieter gebunden sein, sondern ihre Stromverbrauchsdaten unbeschränkt an verschiedene Anbieter weitergeben dürfen.³¹⁶

³¹⁴ Ebenda.

³¹⁵ Ebenda; cepAnalyse Nr. 25/2014.

³¹⁶ Ebenda.

4. Klima- und Energieziele 2020–2030

4.1. EU-Regulierungsrahmen

Entscheidungsprozess

Die Diskussion über die zukünftigen Klima- und Energieziele der EU wurde im März 2013 von der Europäischen Kommission mit ihrem Grünbuch COM(2013) 169 „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“³¹⁷ eröffnet. Darin stellte sie verschiedene Optionen für die Ausgestaltung der Klima- und Energiepolitik der EU bis 2030 zur Diskussion und forderte Interessenträger auf, hierzu im Rahmen einer öffentlichen Konsultation Stellung zu nehmen.

Auf den Ergebnissen der öffentlichen Konsultation und einer Folgenabschätzung³¹⁸ aufbauend positionierte sich die Kommission Anfang 2014 mit ihrer Mitteilung COM(2014) 15 „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020–2030“³¹⁹ mit konkreten Vorschlägen. Demnach sollten die EU-internen THG-Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 40 % reduziert werden, wobei im Vergleich zum 20 %-Ziel bis 2020 dies ausschließlich mit Minderungsmaßnahmen in der EU erreicht werden sollte. Der Anteil erneuerbarer Energien sollte EU-weit mindestens 27 % am Gesamtendenergieverbrauch bis 2030 betragen. Einen Vorschlag für das Energieeffizienz-Ziel bis 2030 legte die Kommission erst im Juli 2014 mit ihrer Mitteilung COM(2014) 520 „Energieeffizienz und ihr Beitrag zur Energieversorgungssicherheit und zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ vor, der Energieeinsparungen von mindestens 30 % bis 2030 vorsah.

Der **Europäische Rat** der Staats- und Regierungschefs der Mitgliedstaaten hat sich auf seiner **Tagung am 23./24. Oktober 2014** nach zähen Verhandlungen auf die **europäischen Klima- und Energieziele für den Zeitraum 2020–2030** geeinigt („**2030-Beschluss**“).³²⁰ Die Verhandlungen drohten bis zuletzt insbesondere an Kompensationsforderungen osteuropäischer Staaten wie Polen als Gegenleistung für die Zustimmung zu ambitionierten Zielen zu scheitern. Letztlich bestätigte der Europäische Rat das von der Kommission vorgeschlagene EU-interne **THG-Reduktionsziel von mindestens 40 %** (Rn. 2) sowie das **Erneuerbare-Energien-Ziel von mindestens 27 %** (Rn. 3). Allerdings setzte er das **Energieeffizienz-Ziel** nicht wie von der Kommission vorgeschlagen auf mindestens 30 %, sondern auf **mindestens 27 %** fest (Rn. 3). Zudem ist das Energieeffizienz-Ziel im Vergleich zu den beiden anderen Zielen nicht verbindlich, sondern lediglich indikativ. Darüber hinaus sind nur aus dem THG-Reduktionsziel verbindliche nationale Reduktionsziele abzuleiten. Mit Blick auf das Erneuerbare-Energien-Ziel bedeutet dies eine Abkehr von der aktuellen Rechtslage, die verbindliche nationale Ausbauziele für die einzelnen Mitgliedstaaten festlegt. Neben den Zielen zur THG-Reduktion, zum Ausbau erneuerbarer Energien und Steigerung der Energieeffizienz hat der Europäische Rat ein **Stromverbundziel** beschlossen. Bis 2030 soll die erforderliche Kapazität der Stromverbindungsleitungen eines Mitgliedstaates zu anderen Mitgliedstaaten **mindestens 15 %** der heimischen Stromerzeugungskapazität entsprechen (Rn. 4).

³¹⁷ Hierzu cepAnalyse Nr. 34/2013.

³¹⁸ Kommissionsdokument SWD(2014) 15.

³¹⁹ Hierzu cepAnalyse Nr. 18/2014.

³²⁰ Europäischer Rat v. 23./24.10.2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14 („2030-Beschluss“).

2030-Beschluss (Europäischer Rat, 2014)

5. Reduktion der EU-internen **Treibhausgasemissionen** bis 2030 um mindestens 40 % (Bezugsjahr 1990; verbindlich)
 - ETS-Sektoren: THG-Reduktion von 43 % (Bezugsjahr 2005)
 - Nicht-ETS-Sektoren: THG-Reduktion von 30 % (Bezugsjahr 2005)
6. Erhöhung des Anteils **erneuerbarer Energien** bis 2030 auf mindestens 27 % (auf EU-Ebene verbindlich, keine verbindlichen nationalen Ausbauziele)
7. Steigerung der **Energieeffizienz** bis 2030 um mindestens 27 % (unverbindlich)
8. Erhöhung des **Stromverbundziels** bis 2030 auf mindestens 15 %

Abbildung 26: 2030-Beschluss (Europäischer Rat, 2014)

Treibhausgasreduktionsziel 2020–2030

Um das **THG-Reduktionsziel von mindestens 40 %** mit Minderungsmaßnahmen innerhalb der EU zu erreichen, müssen die dem EU-ETS unterliegenden Sektoren – energieintensive Industrie, Kraftwerke, Flugverkehr – ihre THG-Emissionen um 43 % gegenüber 2005 reduzieren (Rn. 2.1). Die Nicht-ETS-Sektoren – u.a. Verkehr, Handel und Dienstleistungen – müssen ihre THG-Emissionen um 30 % gegenüber 2005 reduzieren, wobei diese Vorgabe in unterschiedliche Teilziele für die Mitgliedstaaten aufgeteilt wird („effort sharing“).³²¹ Die „Aufteilungsmethode“ – relatives Bruttoinlandsprodukt (BIP) pro Kopf – ändert sich gegenüber der Rechtslage bis 2020 nicht. Allerdings werden für den Zeitraum 2020–2030 alle Mitgliedstaaten einen Beitrag zur THG-Reduzierung zwischen 0 % und 40% gegenüber 2005 leisten müssen (Rn. 2.10). Bislang dürfen Mitgliedstaaten mit einem unterdurchschnittlichen Pro-Kopf-BIP bis 2020 ihre THG-Emissionen sogar noch steigern (s. Kapitel 2.3.1.1.). Hinzu kommt, dass es einmalig die Möglichkeit geben soll, THG-Emissionsmengen, die den ETS-Sektoren zur Verfügung stehen, durch eine Kürzung der Zertifikate auf die Nicht-ETS-Sektoren zu übertragen (Rn. 2.12). Ein Beschluss hierfür muss vor 2020 ergehen.

Im 2030-Beschluss wird das EU-ETS als „das wichtigste europäische Instrument zur Erreichung“ des THG-Reduktionsziels bezeichnet (Rn. 2.3). Demnach soll die Gesamtmenge an zulässigen THG-Emissionen im EU-ETS ab 2021 jährlich um 2,2 % – statt derzeit jährlich 1,74 % (s. Kapitel 2.2.1.3.) – gesenkt werden („linearer Reduktionsfaktor“).

Die Gesamtmenge an Zertifikaten soll wie folgt aufgeteilt werden: Die bislang geltenden Regelungen der kostenfreien Zuteilung von Zertifikaten, um dem Problem des Carbon Leakage entgegen zu wirken, werden nicht – wie bislang in der ETS-Richtlinie 2003/87/EG festgelegt (s. Kapitel 2.2.1.3.) – außer Kraft gesetzt. Es wird weiterhin für energieintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, kostenlose Zertifikate auf der Grundlage von Benchmarks geben. Zusätzlich dürfen Mitgliedstaaten, die ein BIP pro Kopf von weniger als 60 % des EU-Durchschnitts aufweisen, bis 2030 Stromversorgungsunternehmen Emissionszertifikate kostenlos zuteilen (Rn. 2.5). Hierbei „sollte“ der Anteil der ab 2020 kostenlos vergebenen Zertifikate höchstens 40 % der auf Basis historischer Emissionsmengen („geprüfter Emissionen“, Rn. 2.9) zugeteilten Zertifikatenumenge ausmachen. Zudem wird eine neue Reserve von Zertifikaten geschaffen, die aus 2 % der Gesamtmenge

³²¹ Ebenda.

der Zertifikate besteht und versteigert werden sollen (Rn. 2.7). Die daraus erzielten Gewinne sollen Mitgliedstaaten, die im Jahr 2013 ein BIP pro Kopf von weniger als 60 % des EU-Durchschnitts aufweisen, dazu dienen, um zusätzliche Investitionen in Energieeffizienz und Modernisierungen des Energiesystems tätigen zu können. Wie bisher werden darüber hinaus 10 % der von den Mitgliedstaaten zu versteigernden Zertifikate auf Mitgliedstaaten mit niedrigem Pro-Kopf-Einkommen aufgeteilt. Die einzige Änderung gegenüber der Zuteilung bis 2020 ist, dass diese Zertifikate nicht mehr auf Mitgliedstaaten „mit niedrigen Pro-Kopf-Einkommen und guten Wachstumschancen“ aufgeteilt werden (s. Kapitel 2.2.1.3.), sondern auf genau jene Mitgliedstaaten, die im Jahr 2013 ein BIP pro Kopf von 90 % oder weniger des EU-Durchschnitts aufwiesen (Rn. 2.8). Die bereits bestehende NER300-Fazilität (s. Kapitel 2.2.1.3.) soll verlängert und auf 400 Mio. Zertifikate aufgestockt werden (NER400-Fazilität; Rn. 2.6). Die Mittel aus der NER400-Fazilität sollen ab 2021 nicht mehr nur für Projekte für die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (CCS) und erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, sondern auch für Projekte für CO₂-arme Innovationen in der Industrie.

Im Bereich der Nicht-ETS-Sektoren weist der Europäische Rat darauf hin, dass THG-Reduktionen im Verkehrssektor von großer Bedeutung sind. Er „erinnert“ die Mitgliedstaaten daran, dass es ihnen bereits nach geltendem EU-Recht freisteht, den Straßenverkehr in den Emissionshandel mit einzubeziehen (vgl. Art. 24 Abs. 1 ETS-Richtlinie 2003/87/EG; s. Kapitel 2.2.1.2.). Darüber hinaus soll eine Strategie erarbeitet werden, wie THG-Reduzierungen im Bereich der Landwirtschaft und Landnutzung, z.B. durch Aufforstung, mit in den 2030-Rahmen einzubeziehen sind.

Erneuerbare-Energien-Ziel 2020–2030

Das **Erneuerbare-Energien-Ziel von mindestens 27 %** ist nur für die EU insgesamt verbindlich (Rn. 3). Die Mitgliedstaaten erhalten im Gegensatz zur aktuellen Rechtslage (Art. 3 Abs. 1, Anhang I Teil A Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (s. Kapitel 3.5.1.2.) keine verbindlichen nationalen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien. Um das EU-weite Erneuerbare-Energien-Ziel erreichen zu können, sollen die Mitgliedstaaten ihre individuellen Ziele offenlegen und „Pläne“ mit Maßnahmen – unter Beachtung des EU-Beihilferechts – zu dessen Erreichung erarbeiten. Zielvorgaben für einzelne Wirtschaftsbereiche, z.B. für den Verkehrssektor, werden nicht gemacht. Den Mitgliedstaaten steht es frei, selbst anspruchsvollere Ziele als die EU insgesamt zu verfolgen. Der Europäische Rat weist auch auf die Notwendigkeit eines „stärker vernetzten Energiebinnenmarkt(s)“ und auf „geeignete Reservekapazitäten“ hin (Rn. 3), um erneuerbare Energien besser nutzen zu können.

Energieeffizienz-Ziel 2020–2030

Das **Energieeffizienz-Ziel von mindestens 27 % für 2030** ist ausdrücklich unverbindlich („indikativ“). Wie auch bei den erneuerbaren Energien, sind hieraus für die einzelnen Mitgliedstaaten keine verbindlichen Ziele abzuleiten. Im Jahr 2020 wird dieses Ziel nochmals „mit Blick auf ein EU-Niveau von 30 %“ überprüft (Rn. 3). Die Kommission wird sog. „vorrangige Sektoren“ vorschlagen, in denen „beträchtliche Energieeffizienzgewinne“ erreicht werden können (Rn. 3). Nach dem 2030-Beschluss steht es den Mitgliedstaaten offen, selbst anspruchsvollere Ziele zu verfolgen.

Weitere Ziele 2020–2030

Die noch ausstehende **Vollendung des Energiebinnenmarkts** soll vorrangig verfolgt werden, sodass zukünftig alle Mitgliedstaaten ausreichend an die Strom- und Gasnetze angeschlossen sein werden. Bis 2020 soll ein **Stromverbundgrad** von mindestens 10 % (s. Kapitel 3.6.1.) und bis 2030 von **mindestens 15 %** erreicht werden (Rn. 4). Um diese beiden Ziele zu verwirklichen, soll der Durchführung der Vorhaben von gemeinsamen Interesse (VGI) und der Vorhaben der Strategie

Energieversorgungssicherheit höchste Priorität eingeräumt werden. Sollten diese Vorhaben nicht ausreichen, werden zusätzliche Projekte ausgewählt. Hierzu soll bis März 2015 eine Kommissionsmitteilung vorliegen.

Die **Energieversorgungssicherheit** soll durch die Umsetzung kritischer VGI im Gasbereich, eine verbesserte Nutzung der Regasifizierungs- und Speicherkapazitäten sowie einen besseren Informationsaustausch zwischen den Mitgliedstaaten erhöht werden. Der Europäische Rat wird 2015 die bis dahin erfolgte Umsetzung bewerten (Rn. 5).

Neues Governance-System

Der Europäische Rat befürwortet, wie bereits von der Kommission vorgeschlagen, die **Entwicklung eines neuen „Governance-Systems“, um die 2030-Ziele zu verwirklichen** (Rn. 6). Nach den Vorstellungen der Kommission soll ein derartiges Governance-Systeme aus drei Schritten bestehen³²²:

- 1. Schritt: Die Kommission erarbeitet Leitlinien, die die Mitgliedstaaten bei der Erstellung ihrer nationalen Pläne beachten müssen.
- 2. Schritt: Die Mitgliedstaaten erstellen ihre Pläne zur Verwirklichung der 2030-Ziele, wobei sie sich insbesondere mit anderen Mitgliedstaaten abstimmen, um grenzüberschreitende Effekte mit einzubeziehen.
- 3. Schritt: Die Pläne der Mitgliedstaaten werden von der Kommission darauf geprüft, ob sie ausreichen, europäischen Klima- und Energieziele bis 2030 zu erreichen, oder aber „unter laufender Absprache“ mit der Kommission überarbeitet werden müssen.

Das Governance-System soll sicherstellen, dass die 2030-Ziele durch die Beiträge der Mitgliedstaaten – festgelegt in den jeweiligen nationalen erneuerbare Energien- und Energieeffizienzplänen sowie in den jeweiligen Klimaprogrammen – erreicht werden. Die Mitgliedstaaten sollen dadurch eine möglichst große Flexibilität bei der Zielerreichung sowie die Hoheit über ihren Energiemix erhalten. Darüber hinaus soll das neue Governance-System dabei helfen, die Maßnahmen der Mitgliedstaaten, z.B. die Berichterstattung, „kohärenter“ zu gestalten. Zudem soll das neue Governance-System nicht nur dazu beitragen, die Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten untereinander zu verbessern, sondern auch die Planungssicherheit von Investoren zu erhöhen. Dies soll mit Hilfe bestimmter „Schlüsselindikatoren“ (Rn. 6.2) erfolgen, die u.a. die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit des Energiesystems widerspiegeln.³²³

4.2. Ordnungspolitische Bewertung

Der Europäische Rat hat beschlossen, dass die EU grundsätzlich auch nach 2020 an der Verfolgung klima- und energiepolitischer Kernziele festhält. So werden weiterhin Ziele in Bezug auf die Reduktion von THG, den Ausbau erneuerbarer Energien sowie Energieeinsparungen verfolgt. Allerdings ist allein das THG-Reduktionsziel verbindlich und mit konkreten Pflichten für die Mitgliedstaaten verbunden. Das Ziel in Bezug auf die erneuerbaren Energien ist zwar auf EU-Ebene verbindlich, es folgen daraus aber keine unmittelbaren Pflichten für die Mitgliedstaaten. Das Energieeinsparziel ist ausdrücklich lediglich „indikativ“ und mithin unverbindlich. Aus ökonomischer Sicht stellt die Reduktion von Treibhausgasen ein verfolgenswertes Ziel dar, um dem Problem des Klimawandels zu begegnen (s. Kapitel 2.2.2.1.). Vor diesem Hintergrund sind der Ausbau erneuerbarer Energien sowie Energieeinsparungen eher Mittel zum Zweck als eigenständige Ziele, so dass deren geringere Verbindlichkeit positiv zu bewerten ist. Allerdings darf man die rechtliche Bindungswirkung eines

³²² Ebenda.

³²³ Ebenda. Die Kommission nennt u.a. die Energiepreisunterschiede zu den wichtigen Handelspartnern der EU, die physische Verknüpfung der Strommärkte zwischen den Mitgliedstaaten durch grenzüberschreitende Stromleitungen sowie technologische Innovationen, z.B. Ausgaben für Forschung und Entwicklung sowie Patente, als Indikatoren.

Ziels nicht mit seiner politischen Wirkung gleichsetzen. Auch von zunächst unverbindlichen Zielen kann eine Eigendynamik ausgehen, die in verbindlichen Instrumenten mündet.

Dass der Europäische Rat das EU-ETS als das wichtigste Instrument zur Erreichung des THG-Reduktionsziels anerkennt, ist aufgrund seiner ökologischen Treffsicherheit und ökonomischen Effizienz aus ordnungspolitischer Sicht zu begrüßen. Das EU-ETS ist anderen Klimaschutzinstrumenten überlegen und kann auf andere THG-emittierende Sektoren ausgeweitet werden (s. Kapitel 2.3.2.1. und 2.3.2.2.). Daher hätte sich der Europäische Rat idealerweise für das EU-ETS als einziges Instrument zur Erreichung des THG-Reduktionsziels entscheiden sollen.

Mit der Entscheidung, das THG-Reduktionsziel für die EU-ETS-Sektoren auf 43 % heraufzusetzen, setzt die EU ihren eingeschlagenen Weg im Klimaschutz fort. Dies bedeutet, dass ab 2021 weniger Zertifikate zur Verfügung stehen werden. Im Gegensatz zu anderen Kommissionsvorschlägen und EU-Entscheidungen, wie dem Backloading oder der Marktstabilitätsreserve, dreht die EU somit aus ordnungspolitischer Sicht an der einzig richtigen klimapolitisch wirksamen Stellschraube: Sie gibt das gesamtwirtschaftliche Reduktionsziel vor, greift aber nicht in die Funktionsweise des EU-ETS ein. Dadurch bleiben die Glaubwürdigkeit des Emissionshandelssystems einerseits und die Planungssicherheit der Unternehmen andererseits erhalten.

Der Beschluss, das THG-Ziel von mindestens 40 % nur mit Minderungsmaßnahmen innerhalb der EU zu erreichen, beendet insoweit die bislang bestehende Möglichkeit für EU-Unternehmen, in Drittstaaten verwirklichte Emissionsreduktionen anrechnen zu lassen. Eine Abkehr von der Anrechenbarkeit kann zu mindestens zwei Problemen führen: zum einen erhöht die Nicht-Anrechenbarkeit von Emissionsreduktionen in Drittstaaten die Kosten der europäischen Klimaschutzpolitik und wirkt sich dadurch negativ auf Wachstum und Beschäftigung aus; zum anderen können die Verhandlungen über ein neues internationales Klimaschutzabkommen erschwert werden, da die Entwicklungs- und Schwellenländer ihre bisherigen Zusagen an Unterstützungsleistungen aus Industriestaaten geknüpft haben, und damit die Akzeptanz der Klimaschutzpolitik insgesamt belasten (s. Kapitel 2.2.2.3.).

Vor diesem Hintergrund ist es auch sachgerecht, dass der Europäische Rat weiterhin kostenlose Zuteilungen an von „carbon leakage“ gefährdete Unternehmen erlaubt. Diese würden ansonsten in Drittstaaten mit einer weniger strengen Klimapolitik abwandern. Die Folge wäre, dass die weltweiten THG-Emissionen in der Summe nicht reduziert, sondern unter Umständen sogar ansteigen würden (s. Kapitel 2.2.2.2.).

Die Möglichkeit für bestimmte Mitgliedstaaten (BIP pro Kopf weniger als 60 % des EU-Durchschnitts), der Energiewirtschaft weiterhin einen bestimmten Anteil der zu versteigernden Zertifikate kostenlos zur Verfügung zu stellen, kann zu Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt führen. Eine zusätzliche kostenlose Zuteilung von Zertifikaten wirkt wie eine Subventionierung für Energieunternehmen aus diesen Ländern. Allerdings dürften aus EU-Sicht die Verzerrungen nicht allzu gravierend wirken, da nur eine begrenzte Anzahl von Mitgliedstaaten ein BIP pro Kopf von weniger als 60 % des EU-Durchschnitts aufweist.

Die einmalige Möglichkeit zum Transfer von Emissionsmengen von EU-ETS-Sektoren zu Nicht-ETS-Sektoren – d.h. nach dem Transfer dürfen die ETS-Sektoren weniger und die Nicht-ETS-Sektoren mehr Emissionen emittieren als vorher – sollte nur dann angestrebt werden, wenn die Vermeidung in den ETS-Sektoren günstiger zu realisieren ist als in den Nicht-ETS-Sektoren. Nur unter dieser Annahme würde sich die Transfermöglichkeit quasi wie eine einmalige mittelbare Ausweitung des EU-ETS auf weitere THG-emittierende Sektoren auswirken und somit die Effizienz der THG-Reduktion in der EU steigern. Dabei wird jedoch nicht das Effizienzniveau einer tatsächlichen Ausweitung des EU-ETS auf alle Sektoren erreicht. Denn die pauschale Übertragung von Emissionsmengen des ETS-Sektors auf den Nicht-ETS-Sektor erfordert ihrerseits wiederum eine politische

Entscheidung, wie die Aufteilung dieser Emissionsmengen innerhalb des Nicht-ETS-Sektors erfolgen soll. Da der politische Entscheidungsträger selbst nicht das kostengünstigste Reduktionspotential kennen kann, würde es zu Ineffizienzen kommen. Nur der dem ETS-innewohnende Marktmechanismus kann die kostengünstigsten Vermeidungspotentiale der Sektoren hervorbringen. Daher ist der Ausweitung des EU-ETS auf weitere Sektoren der Vorrang zu geben.

Insgesamt führen die „Sonderzuteilungen“ nicht zu einer Ineffizienz des EU-ETS, da die Funktionsweise des EU-ETS nicht beeinträchtigt wird. Unternehmen, die zusätzliche kostenlos vergebene Zertifikate erhalten, haben auch weiterhin Anreize, ihre THG-Emissionen gering zu halten, da sie diese Zertifikate verkaufen können, sofern sie weniger Treibhausgase emittieren und diese Zertifikate nicht benötigen. Es findet jedoch eine Umverteilung der Kosten zu Gunsten jener Unternehmen statt, die zusätzliche kostenlose Zertifikate erhalten. Vor dem Hintergrund des mühsamen und langwierigen Einigungsprozesses hinsichtlich der 2030-Ziele können die Umverteilungskosten als politische Kosten der Einigung betrachtet werden.

Die Erinnerung des Europäischen Rats, dass die Mitgliedstaaten den Verkehr bereits nach geltender Rechtslage mit in das EU ETS einbeziehen können, ist vor dem Hintergrund zu begrüßen, dass die THG-Emissionen des Verkehrssektors einen wesentlichen Anteil an den EU-weiten THG-Emissionen ausmachen und deren Reduktion somit von großer Bedeutung ist. Sie sollten mit in das EU-ETS einbezogen werden, da dies dessen Wirksamkeit steigern würde (s. Kapitel 2.3.2.2.). Zu gleichen Kosten könnte also mehr Klimaschutz geleistet werden.

Der Verzicht, das EU-weite Erneuerbare-Energien-Ziel auf nationale Ziele herunter zu brechen, wirft die Frage auf, was bei einer Nichterreichung die Konsequenz wäre. Zwar soll das neue „Governance-System“ den Mitgliedstaaten eine höhere Flexibilität bei der Förderung erneuerbarer Energien ermöglichen. Genau das ist aber auch ein Problem, da die Mitgliedstaaten aufgrund ihrer jeweiligen energiewirtschaftlichen Struktur dem Klimaschutz und dem Ausbau erneuerbarer Energien unterschiedliche Prioritäten beimessen. Der im neuen „Governance-System“ vorgesehene Abstimmungsprozess zwischen der Kommission und den Mitgliedstaaten kann daher zu langwierigen Konflikten, Verzögerungen sowie sachfremden Nebenabreden und damit letztlich zu einer fortwährenden Unsicherheit über die politischen Rahmenbedingungen führen. Unternehmen benötigen jedoch Klarheit, um Investitionsentscheidungen treffen zu können.

Grundsätzlich hätte die EU kein neues Energieeffizienz-Ziel beschließen sollen. Denn es gibt keinen Grund, eine höhere Energieeffizienz pauschal als eigenes politisches Ziel zu formulieren, da nicht jeder Energieverbrauch umweltschädlich ist. Da die ökonomische Beurteilung langfristiger Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen von unsicheren Annahmen über zukünftige Energiepreise ausgeht, sollten diejenigen die Entscheidungen treffen, die auch das ökonomische Risiko tragen. Dass das nun beschlossene Energieeffizienz-Ziel von mindestens 27 % unverbindlich ist, ist daher im Vergleich zu einem bindenden Ziel das „kleinere Übel“. Jedoch ist nun ein quantifiziertes Ziel als Beschluss in der Welt, an deren Einhaltung sich die EU und insbesondere die Europäische Kommission wird messen lassen. Die Kommission wird auf der Basis dieses Beschlusses voraussichtlich Maßnahmen vorschlagen und wird sich dabei auf den Konsens aller Mitgliedstaaten berufen können. Schließlich könnte man der EU mangelnde Glaubwürdigkeit vorwerfen, wenn selbst gesetzte Ziele deutlich verfehlt werden würden. Die Tatsache, dass das Ziel unverbindlich ist, heißt also nicht, dass es politisch wirkungslos wäre.

Die vom Europäischen Rat geforderte Stärkung des Energiebinnenmarkts, insbesondere durch die konsequente und fristgerechte Umsetzung des bestehenden EU-Rechts, erhöht den grenzüberschreitenden Wettbewerb zwischen den Energieerzeugern, was die Energiekosten der Verbraucher senken wird. Mit dem ausgegebenen Ziel, einen Stromverbundgrad von mindestens 15 % bis 2030 zu erreichen, weist der Europäische Rat zu recht auf die für das Funktionieren des Energiebinnen-

markts notwendigen Investitionen in die grenzüberschreitende Energieinfrastruktur hin. Investitionen in die grenzüberschreitende Erdgasinfrastruktur können langfristig die Versorgung mit Erdgas diversifizieren und damit die Abhängigkeit von einzelnen Erdgaslieferanten senken. Kurzfristig können eine höhere Auslastung der bestehenden Gasspeicher und Regasifizierungsanlagen sowie ein besserer Informationsaustausch zwischen den Mitgliedstaaten die Sicherheit der Erdgasversorgung erhöhen (s. Kapitel 3.3.).

Die Folgen der Klima- und Energiepolitik bis 2030 für Wachstum und Beschäftigung in der EU sind derzeit nicht absehbar. Zwar können Klima- und Energievorgaben für den Übergang zu einem CO₂-armen Wirtschaftssystem Anreize für Investitionen in innovative Produkte und Dienstleistungen schaffen. Aber ob damit per saldo mehr Wachstum und Arbeitsplätze geschaffen werden, hängt von der globalen Entwicklung im Klimaschutz ab. Drittstaaten werden innovative Produkte und Dienstleistungen nur nachfragen, wenn sie selbst entsprechende klima- und energiepolitische Ziele verfolgen oder wenn sie ihnen wirtschaftliche Vorteile bringen. Einseitige Emissionsenkungen in der EU führen auch zu einseitigen Energiekostensteigerungen in der EU. Sie schaden damit der Standortqualität. Abhilfe können letztlich nur weltweite Klimaschutzvereinbarungen schaffen.

cepFachbereich Energie | Umwelt | Klima | Verkehr

Autoren:

Dr. Moritz Bonn, Wissenschaftlicher Referent

Nima Nader, Wissenschaftlicher Referent

Dr. Nadine Heitmann, Fachbereichsleiterin

Dr. Götz Reichert, LL.M., Fachbereichsleiter

Prof. Dr. Jan S. Voßwinkel, Wissenschaftlicher Berater

cep | Centrum für Europäische Politik

Kaiser-Joseph-Straße 266
D-79098 Freiburg

Telefon +49 761 38693-0
Fax +49 761 38693-111

E-Mail: info@cep.eu
www.cep.eu