



Entwurf des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes

Gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt A: Nationaler Plan	12
1. Überblick und Verfahren für die Aufstellung des Plans	13
1.1. Zusammenfassung	13
1.2. Überblick über die aktuelle Lage der Politik	18
1.3. Konsultationen und Einbeziehung von nationalen Einrichtungen und Einrichtungen der Union und deren Ergebnis	26
1.4. Regionale Zusammenarbeit bei der Aufstellung des Plans	27
2. Nationale Ziele und Vorgaben	29
2.1. Dimension Dekarbonisierung	29
2.1.1. Emissionen und Abbau von Treibhausgasen	29
2.1.2. Erneuerbare Energie	30
2.2. Dimension Energieeffizienz	35
2.3. Dimension Sicherheit der Energieversorgung	38
2.4. Dimension Energiebinnenmarkt	42
2.4.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze	42
2.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur	44
2.4.3. Marktintegration	46
2.4.4. Energiearmut	49
2.5. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit	50
3. Politiken und Maßnahmen	52
3.1. Dimension Dekarbonisierung	52
3.1.1. Emission und Abbau von Treibhausgasen	52
3.1.2. Erneuerbare Energie	54
3.1.3. Weitere Aspekte der Dimension	62
3.2. Dimension Energieeffizienz	66
3.3. Dimension Sicherheit der Energieversorgung	75
3.4. Dimension Energiebinnenmarkt	85
3.4.1. Strominfrastruktur	85
3.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur	87
3.4.3. Marktintegration	89
3.4.4. Energiearmut	96
3.5. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit	97
Abschnitt B: Analytische Grundlage	101
4. Aktuelle Lage und Projektionen mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen	102
4.1. Prognostizierte Entwicklung der wichtigsten exogenen Faktoren, die die Entwicklung des Energiesystems und der THG-Emissionen beeinflussen	102
4.2. Dimension Dekarbonisierung	105
4.2.1. THG-Emissionen und THG-Abbau	106
4.2.2. Erneuerbare Energie	108
4.3. Dimension Energieeffizienz	111
4.4. Dimension Sicherheit der Energieversorgung	114

4.5. Dimension Energiebinnenmarkt	117
4.5.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze	117
4.5.2. Energieübertragungsinfrastruktur	118
4.5.3. Strom- und Gasmärkte, Energiepreise	119
4.6. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit	120
5. Folgenabschätzung der geplanten Politiken und Maßnahmen	124
5.1. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf das Energiesystem und die THG-Emissionen und den THG-Abbau mit einem Vergleich mit den Projektionen mit den (in Abschnitt 4 beschriebenen) derzeitigen Politiken und Maßnahmen	124
5.2. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf Volkswirtschaft und, soweit möglich, auf Gesundheit, Umwelt, Beschäftigung und Bildung, Kompetenzen und soziale Verhältnisse einschließlich der Aspekte des gerechten Übergangs (in Form von Kosten und Nutzen sowie Kosteneffizienz) zumindest bis zum letzten Jahr des Gültigkeitszeitraums des Plans mit einem Vergleich mit den Projektionen mit den derzeitigen Politiken und Maßnahmen	126
Quellen- und Literaturverzeichnis	127
Liste der in Abschnitt B des Nationalen Plans anzugebenden Parameter und Variablen	129
Mitteilung von Maßnahmen und Methoden zur Durchführung von Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU durch die Mitgliedstaaten	143

Tabellen- und Abbildungsverzeichnis

Abbildungen

Abbildung A1: Zieldreieck der Energiewende	13
Abbildung A2: Zielarchitektur des deutschen Energiekonzepts	14
Abbildung B1: Übersicht der Themen der nicht-nuklearen Projektförderung im Energieforschungsprogramm des Bundes (inflationsbereinigt, Basisjahr 2010)	120

Tabellen

Tabelle A1: Zentrale Ziele entlang der Dimensionen der Energieunion	15
Tabelle A2: Zentrale Strategien und Maßnahmen entlang der Dimensionen der Energieunion	16
Tabelle A3: Strategien und Maßnahmen entlang der fünf Dimensionen der Energieunion	18
Tabelle A4: Zielsetzung für THG-Minderung	29
Tabelle A5: Indikativer linearer Zielpfad für Ausbau erneuerbarer Energien gemessen am Bruttoendenergieverbrauch	30
Tabelle A6: Indikativer sektoraler Zielpfad Strom – Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	31
Tabelle A7: Indikativer sektoraler Zielpfad Wärme und Kälte – Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	32
Tabelle A8: Indikativer Ausbaupfad für den Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen	34
Tabelle A9: Indikative Meilensteine zur langfristigen Renovierungsstrategie	36
Tabelle A11: Interkonnektoren im Bau mit planmäßiger Inbetriebnahme bis 2020	85
Tabelle A12: Weitere Interkonnektoren mit planmäßiger Inbetriebnahme 2020–2030 im ENLAG und BBPIG	85
Tabelle A13: Neue Interkonnektoren (noch nicht im BBPl, im NEP 2017–2030 bestätigt)	86
Tabelle B1: Annahmen zu Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung, BIP in realen Preisen	102
Tabelle B2: Strukturentwicklung – Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes (Industrie) nach Branchen, in Mrd. Euro, reale Preise 2010	103
Tabelle B3: Entwicklung der Weltmarktenergiepreise im Zeitraum und CO ₂ -Preis 2021 bis 2030, reale Preise 2016	103
Tabelle B4: Entwicklung der Technologiekosten für die Strom- und Wärmeerzeugung, Euro je kW, reale Preise	104
Tabelle B5: Entwicklung der Technologiekosten im Pkw-Bereich, Fahrzeugkosten in Tsd. Euro, reale Preise 2016	105
Tabelle B6: Treibhausgasemissionen nach Sektoren für die Jahre 2010 bis 2016, in Mio. t CO _{2äq}	106
Tabelle B7: Treibhausgasemissionen nach ETS und Non-ETS für die Jahre 2010 bis 2016, in Mio. t CO _{2äq}	107
Tabelle B8: Treibhausgasemissionen nach Sektoren für die Jahre 2021 bis 2040, in Mio. t CO _{2äq}	107
Tabelle B9: Anteil erneuerbarer Energien bis 2017, in Prozent	108
Tabelle B10: Anteil erneuerbarer Energien 2021 bis 2040, in Prozent	110
Tabelle B11: Primärenergieverbrauch (PEV), Endenergieverbrauch (EEV) insgesamt und nach Sektoren, 2008 bis 2017, in PJ	111
Tabelle B12: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Referenzszenario bis 2040, KWK-Nettostromerzeugung in TWh	112
Tabelle B13: Referenzszenario – Primärenergieverbrauch (PEV), Endenergieverbrauch (EEV) insgesamt und nach Sektoren, 2021 bis 2040, in PJ	112
Tabelle B14: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2010 bis 2016, in PJ	114
Tabelle B15: Importabhängigkeit 2010 bis 2016, Nettoimporte in Prozent	115
Tabelle B16: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2021 bis 2040, in PJ	115
Tabelle B17: Importabhängigkeit 2021 bis 2040, Nettoimporte in Prozent	116
Tabelle B18: Referenzszenario – mittlere verfügbare Handelskapazität für Deutschland und seine elektrischen Nachbarn, 2020 bis 2040, in GW	117
Tabelle B19: Gaspreise nach Verbrauchergruppen sowie Preise für PtX nach Sektoren 2021 bis 2040, in Cent/kWh	119

Tabelle B20: Patentanmeldungen und -erteilungen mit Wirkung für die Bundesrepublik Deutschland und Sitz des Anmelders/Inhabers in Deutschland in ausgewählten Gebieten des WIPO IPC Green Inventory für das Jahr 2017 als Auswertung des Deutschen Patent- und Markenamtes	121
Tabelle B21: Strompreisbestandteile für Industriekunden	122
Tabelle B22: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien im genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2019–2030 (in GW)	125

Indikatoren

Indikator 1.1: Bevölkerung [in Tsd.]	130
Indikator 1.2: BIP [in Mio. Euro, reale Preise]	130
Indikator 1.3: Sektorale Bruttowertschöpfung (einschließlich Hauptindustriezweige, Bauwesen, Dienstleistungen und Landwirtschaft) [in Mio. Euro ₂₀₁₀]	130
Indikatoren	
1.4 und 1.5: Anzahl der Haushalte [in Tsd.] und Größe der Haushalte [Einwohner/Haushalt]	131
Indikator 1.6: Verfügbares Einkommen der Haushalte [Euro], Ausgabenkonzept nominale Preise	131
Indikator 1.7: Anzahl Personenkilometer: alle Verkehrsträger, aufgeschlüsselt nach Straßenverkehr (Pkw und Busse nach Möglichkeit separat), Schienenverkehr, Luftfahrt und (gegebenenfalls) nationale Schifffahrt [in Mio. Pkm]	131
Indikator 1.8: Frachttonnenkilometer: alle Verkehrsträger ohne internationalen Seeverkehr, d.h. aufgeschlüsselt nach Straßenverkehr, Schienenverkehr, Luftfahrt und nationale Schifffahrt (Binnenwasserstraßen und nationaler Seeverkehr) [in Mio. tkm]	131
Indikator 1.9: Internationale Einfuhrpreise für die Brennstoffe Öl, Gas und Kohle [Euro/GJ] oder Euro/t RÖE, Preisbasis 2016]	132
Indikator 1.10: CO ₂ -Preis im EU-EHS [Euro/EUA, Preisbasis 2016]	132
Indikator 1.11: Angenommene Euro- und US-Dollar-Wechselkurse [Euro/Währung und US-Dollar/Währung]	132
Indikatoren	
1.12 und 1.13: Heizgradtage (HDD) und Kühlgradtage (CDD)	132
Indikator 2.1.1: Inländische Produktion nach Brennstofftyp (alle Energieprodukte: Kohle, Rohöl, Erdgas, Kernenergie, erneuerbare Energiequellen) [kt RÖE]	133
Indikator 2.1.2: Nettoeinfuhren nach Brennstofftyp (einschließlich Strom, aufgeschlüsselt nach Intra- und Extra-EU Nettoimporten) [kt RÖE]	134
Indikator 2.1.3: Abhängigkeit von Einfuhren aus Drittländern [%]	134
Indikator 2.1.4: Haupteinfuhrquellen (Länder) für Hauptenergieträger (einschließlich Gas und Strom)	134
Indikator 2.1.5: Bruttoinlandsverbrauch nach Brennstofftypquellen (alle festen Brennstoffe, alle Energieprodukte: Kohle, Rohöl und Erdölzeugnisse, Erdgas, Kernenergie, Strom, abgeleitete Wärme, erneuerbare Energie, Abfall) [kt RÖE]	135
Indikator 2.2.1: Bruttostromerzeugung [GWh]	135
Indikator 2.2.2: Bruttostromerzeugung nach Brennstoffen (alle Energieprodukte) [GWh]	135
Indikator 2.2.3: Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung insgesamt [in %]	136
Indikator 2.2.4: Stromerzeugungskapazität nach Quellen, einschließlich Stilllegungen und Neuinvestitionen [MW] (Saldo, installierte Leistung)	136
Indikator 2.2.5: Wärmeerzeugung in Wärmekraftwerken (gekoppelt) [ktoe]	137
Indikator 2.2.6: Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen (einschl. industrielle Abwärme) (gekoppelt) [ktoe]	137
Indikator 2.2.7: Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Verbund von Gas und Strom	137
Indikator 2.3.1: Brennstoffeinsatz bei der Stromerzeugung in Wärmekraftwerken (feste Brennstoffe, Öl, Gas) [kt RÖE]	137
Indikator 2.3.2: Brennstoffeinsatz bei anderen Umwandlungsprozessen [kt RÖE] (Raffinerien, Kokereien)	137
Indikator 2.4.1: Primär- und Endenergieverbrauch [kt RÖE]	137
Indikator 2.4.2: Endenergieverbrauch je Sektor (Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr [sofern verfügbar aufgeschlüsselt nach Personen- und Frachtverkehr]) [kt RÖE]	138
Indikator 2.4.3: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen (alle Energieprodukte) [kt RÖE]	138
Indikator 2.4.4: Nichtenergetischer Endverbrauch [kt RÖE]	138

Indikator 2.4.5: Primärenergieintensität der gesamten Wirtschaft (Primärenergieverbrauch pro BIP [t RÖE/Euro])	139
Indikator 2.4.6: Endenergieintensität je Sektor (Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen und Verkehr)	139
Indikator 2.5.1: Strompreise nach Art des Verbrauchssektors (Wohngebäude, Industrie, Dienstleistungen) [Euro/kWh]	139
Indikator 2.5.2: Nationale Endkundenhandelspreise für Kraftstoff (einschließlich Steuern, nach Quellen und Sektoren) [Euro/kt RÖE]	139
Indikator 2.6.1: Energiebezogene Investitionskosten gemessen am BIP	140
Indikator 2.7.1: Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen und Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch und nach Sektoren (Strom, Wärme- und Kälteerzeugung, Verkehr) und nach Technologien	140
Indikator 2.7.2: Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Gebäuden (laut Definition in Artikel 2 Nummer 1 der Richtlinie 2010/31/EU) [kt RÖE]	140
Indikator 3.1: THG-Emissionen nach Bereichen ETS / Non-ETS und LULUCF	140
Indikator 3.2: THG-Emissionen nach Sektoren und Bereichen	141
Indikator 3.3: CO ₂ -Intensität der Gesamtwirtschaft t CO _{2aq} /Tsd. Euro BIP	141
Indikator: 3.4.1: THG-Intensität der Strom- und Fernwärmeerzeugung	141
Indikator 3.4.2: THG-intensität des Endverbrauchs nach Sektoren	142

Abkürzungsverzeichnis

AA	Auswärtiges Amt
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ACOMES	Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AiF	Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen
APKS	Aktionsprogramm Klimaschutz
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
ARegV	Energieanreize und Anreizregulierungsverordnung
AVF	Automatisiertes und vernetztes Fahren
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BDS	Bürgerdialog Stromnetz
BEMIP	Baltic Energy Market Interconnection Plan
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMZ	Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
CACAM	Network Code Capacity Allocation and Congestion Management
CA-RES	Forum „Concerted Action“ für Erneuerbare Energien
CCU	Carbon Capture and Utilisation
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilisation, and Storage
CDU	Christlich Demokratische Union
CEER	Council of European Energy Regulators
CEF	Connecting Europe Facility
CH ₄	Methan
CNG	Compressed natural gas, komprimiertes Erdgas
CO ₂	Kohlendioxid
CO _{2äq}	Kohlendioxid-Äquivalente
CORE	zentral- und osteuropäische Kapazitätsberechnungsregion
CSU	Christlich Soziale Union
ct	Cent
DEHST	Deutsche Emissionshandelsstelle
dena	Deutsche Energieagentur
DeuGrInZus	Griechisch-deutsche Forschungskooperation und Förderung von Nachwuchsforschern
DFBEW	Deutsch-Französisches Büro für die Energiewende

DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DIHK	Deutsche Industrie und Handelskammer
DK	Dänemark
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DPMA	Deutsches Patent- und Markenamt
EBK	Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen
EBM	Energieberatung im Mittelstand
EBV	Erdölbevorratungsverband
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EEA	European Environment Agency, Europäische Umweltagentur
EED	Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange
EHS	Emissionshandelssystem, Emissions Trading System
EKF	Energie- und Klimafonds
EltLastV	Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung
EltLastVwV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung
EltSV	Elektrizitätssicherungsverordnung
EnEG	Energieeinspargesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnSiG	Energiesicherungsgesetz 1975
EnStatG	Energiestatistikgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive (EU-Gebäuderichtlinie)
ERA-Net	European Research Area
ErdölBevG	Erdölbevorratungsgesetz
ESB	Energetischer Sanierungsfahrplan Bundesliegenschaften
ESD	Effort Sharing Decision, EU-Lastenteilungsentscheidung
ESG	Energieeffizienzstrategie Gebäude
ESR	Effort Sharing Regulation, EU-Lastenteilungsverordnung
EStG	Einkommensteuergesetz
ETS	Emissions Trading System, Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EUKI	Europäische Klimaschutzinitiative
EUR	Euro
EU-SET-Plan	European Strategic Energy Technology Plan
FEP	Flächenentwicklungsplan
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasSV	Gassicherungsverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GEG	Neues Gebäudeenergiegesetz
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen
GewStG	Gewerbsteuergesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

GVFG	Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetz
GW	Gigawatt
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung
HeizölLBV	Heizöllieferbeschränkungsverordnung
HEL	leichtflüssiges Heizöl
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVO	Hydrotreated vegetable oil
IEA	International Energy Agency
IFAM	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
IFFS	Inefficient fossil fuel subsidies
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IKzB	Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen
IPC	International Patent Classification
iSFP	individueller Sanierungsfahrplan
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
KfW	Kreditanstalt für den Wiederaufbau
KGV	Koordinierungsgruppe Versorgung
km	Kilometer
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KOM	Europäische Kommission
KraftstoffLBV	Kraftstofflieferbeschränkungsverordnung
KSB	Klimaschutzbericht
KSP	Klimaschutzplan
KSP2050	Klimaschutzplan 2050
KStG	Körperschaftssteuergesetz
KV	Kombinierter Verkehr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LEK	Liegenschaftskonzepte
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas; Flüssigerdgas
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
MAP	Marktanreizprogramm
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MMS	Mit-Maßnahmen-Szenario
Mrd.	Milliarden
MinölAV	Mineralölausgleichsverordnung
MinölBewV	Mineralölbewirtschaftungsverordnung
MinÖlDatG	Mineralöldatengesetz
Mio.	Millionen
MKS	Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie
MOPGA-GRI	Make Our Planet Great Again – German Research Initiative
MSR	Marktstabilitätsreserve
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
MWMS	Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenario
MwSt.	Mehrwertsteuer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NECP	National Energy and Climate Plan
NEP	Netzentwicklungsplan
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NESO	National Emergency Strategy Organization
NGO	Non-Governmental Organisation/Nichtregierungsorganisation
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie
NKI	Nationale Klimaschutzinitiative
NL	Niederlande
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff GmbH
NOR	Norwegen
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
NPM	Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“
NRVP	Nationaler Radverkehrsplan
NSBTF	North Sea Basin Task Force
NSR	Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe
NSI	North-south electricity interconnections in central eastern and south eastern Europe
NSOG	North Seas offshore grid
NTRI	Nationale Top-Runner-Initiative
ÖPV	Öffentlicher Personenverkehr
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PCI	Projects of common interest
PEV	Primärenergieverbrauch
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PL	Polen
PtH	Power to Heat
PV	Photovoltaik
RED II	Neufassung Erneuerbare-Energien-Richtlinie/Renewable Energy Directive
RL	Richtlinie
SAIDI	System Average Interruption Index
SET-Plan	European Strategic Energy Technology Plan
SGB	Sozialgesetzbuch
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cells
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
StBA	Statistisches Bundesamt
t	Tonnen
tkm	Tonnenkilometer
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
TEN-E	Transeuropean Networks Energy
THG	Treibhausgas
Tsd.	Tausend
TWh	Terawattstunden

UBA	Umweltbundesamt
UGS	Untergroundspeicher
UGSB	Untergroundspeicherbetreiber
UIP	Umweltinnovationsprogramm
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNFCCC	UN Framework Convention on Climate Change/VN-Klimarahmenkonvention
VerkLG	Verkehrsleistungsgesetz
VET-Berichte	Berichte über die emissionshandelspflichtigen Treibhausgasemissionen von stationären Anlagen und Luftverkehr in Deutschland
VgV	Vergabeverordnung
VNB	Betreiber von Gasverteilnetzen
VOL/A	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen, Teil A
VSVgV	Vergabeordnung Verteidigung und Sicherheit
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEG	Wohnungseigentümergeinschaft
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WIPO	World Intellectual Property Organisation
WTZ	wissenschaftlich-technologische Zusammenarbeit
ZdH	Zentralverband des Deutschen Handwerks

Abschnitt A: Nationaler Plan

1. Überblick und Verfahren für die Aufstellung des Plans

1.1. Zusammenfassung

1.1.i. Politischer, wirtschaftlicher, umweltpolitischer und sozialer Kontext des Plans

Deutschlands integrierter nationaler Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan – NECP) gibt einen Überblick über die deutsche Energie- und Klimapolitik. Die Bundesregierung möchte den vorläufigen Charakter des vorliegenden Entwurfs des nationalen Energie- und Klimaplanes betonen. Derzeit wird eine Vielzahl politischer Prozesse zur künftigen Ausgestaltung der deutschen Energie- und Klimapolitik durchgeführt. Diese umfassen unter anderem:

- Entwurf von Maßnahmenprogrammen zur Umsetzung des Klimaschutzplans (KSP) 2050, der Langfriststrategie für den Klimaschutz, die das Klimaziel für 2030 mit Sektorzielen unterlegt (Kapitel 3.1.1.)
- Entwicklung einer sektorübergreifenden Energieeffizienzstrategie, die das Leitprinzip „Efficiency First“ verankert (Kapitel 3.2.)
- Erstellung eines Maßnahmenplans zur Optimierung und zum schnelleren Ausbau der Stromnetze (Kapitel 3.4.2.)

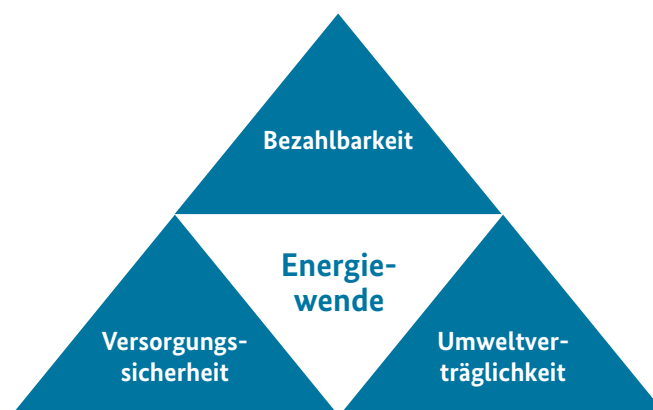
Darüber hinaus hat die Bundesregierung neue Kommissionen eingesetzt zur

- Erarbeitung eines Aktionsprogramms, mit dem die deutschen Klimaziele im Energiesektor erreicht, die Kohleverstromung schrittweise beendet und der Strukturwandel begleitet werden soll, durch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kapitel 3.1.1., 3.4.3.),
- Erarbeitung einer Strategie zur „Zukunft der bezahlbaren und nachhaltigen Mobilität“ durch eine neue Kommission im Rahmen der nationalen Plattform „Zukunft der Mobilität“ (Kapitel 3.1.3.).

Die Ergebnisse dieser und weiterer politischer Prozesse sollen in die Ausgestaltung des finalen deutschen Energie- und Klimaplanes, der bis Ende 2019 vorzulegen ist, einfließen. Den Rahmen für finanzwirksame Maßnahmen in diesem Zusammenhang bilden die geltenden Haushalts- und Finanzplanungsansätze.

Die Energie- und Klimapolitik ist für eine Industrienation wie Deutschland von zentraler Bedeutung und berührt auch andere Politikfelder, insbesondere die Wirtschafts-, Umwelt- und Sozialpolitik. Dabei ist und bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit zentrale Orientierung der deutschen Energiepolitik.

Abbildung A1: Zieldreieck der Energiewende



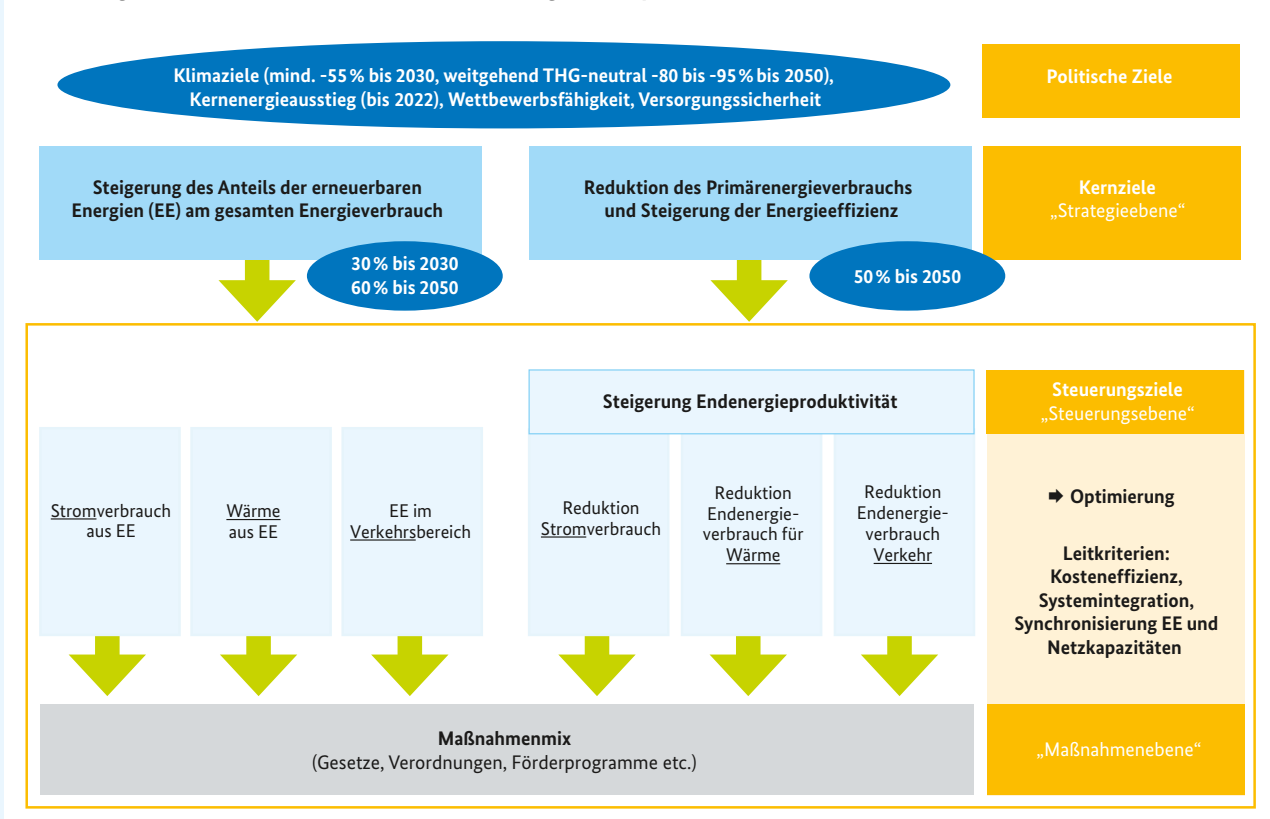
Deutschland möchte seine Energieversorgung umweltverträglich gestalten, indem Energie effizienter genutzt und zunehmend erneuerbare Energien eingesetzt werden. Zielkonflikte mit anderen Belangen des Umwelt-, Natur- und Artenschutzes müssen dabei sachgerecht aufgelöst werden. Die Versorgungssicherheit muss auf hohem Niveau gewährleistet sein. Kosteneffizienz ist eine wichtige Voraussetzung dafür, dass Energie für alle Verbraucher bezahlbar bleibt. Sie leistet daher einen wichtigen Beitrag zur sozialen Gerechtigkeit. Zudem soll der Umbau der Energieversorgung dazu beitragen, dass Deutschland ein wettbewerbsfähiger Wirtschaftsstandort bleibt. Die Energieversorgung umweltverträglich zu gestalten, ist die Voraussetzung für die Erhaltung der Lebensgrundlage der Menschen.

Die Energiewende ist ein Modernisierungs- und Investitionsprogramm. Sie bietet innovativen Unternehmen große wirtschaftliche Chancen, nicht nur auf dem deutschen und europäischen Markt, sondern weltweit. Inzwischen bauen viele Länder die Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien aus und setzen zunehmend energieeffiziente Technologien ein. Gleichzeitig führt die Energiewende zu einem grundlegenden Strukturwandel in einzelnen Wirtschaftsbereichen und Regionen. Dieser Wandel muss politisch begleitet und unterstützt werden und in eine grundlegende Transformation der Lebens- und Wirtschaftsweise führen.

1.1.ii. Strategie im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion

Die allgemeinen politischen Leitlinien aus dem Zieldreieck der Energiewende werden durch das Energiekonzept der Bundesregierung für eine umweltverträgliche, sichere und bezahlbare Energieversorgung aus dem Jahr 2010, ergänzende Beschlüsse des Bundestages und durch europäische Vorgaben konkretisiert. Darin werden zahlreiche Ziele formuliert, die den **Kompass für die deutsche Energiewende bilden**. Um diese Einzelziele der Energiewende zu strukturieren und zu priorisieren, hat die Bundesregierung eine Zielarchitektur beschlossen. Diese Zielarchitektur hat **drei Zielebenen**, mit Zielen auf politischer Ebene sowie Kern- und Steuerungsziele:

Abbildung A2: Zielarchitektur des deutschen Energiekonzepts



Die **politischen Ziele** bilden den Rahmen für den Umbau der Energieversorgung. Sie umfassen

- die nationalen Klimaschutzziele,
- den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur inländischen Stromerzeugung bis zum Ende des Jahres 2022,
- die Sicherstellung von Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit.

Die **Kernziele** sind die Senkung des Primärenergieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau erneuerbarer Energien. Sie beschreiben die zentralen Strategien, mit denen die Energiewende vorangebracht werden soll.

Beide Kernziele werden durch **Steuerungsziele** für die Handlungsfelder Strom, Wärme und Verkehr konkretisiert. Die Steuerungsziele und die zugehörigen Maßnahmen werden so aufeinander abgestimmt, dass die übergeordneten Ziele durch eine integrierte Betrachtung möglichst zuverlässig und kostengünstig erreicht werden können.

1.1.iii. Übersichtstabelle mit den zentralen Zielen, Politiken und Maßnahmen des Plans

In den Tabellen sind die zentralen Ziele, Strategien und Maßnahmen des nationalen Energie- und Klimaplanes der Bundesregierung mit einem Zeithorizont bis 2030 dargestellt. Dies beinhaltet zentrale nationale Ziele (Tabelle A1) und zentrale derzeitige, durchgeführte, verabschiedete und geplante Strategien und Maßnahmen im Sinne des Artikels 2 (1) – (4) der EU-Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, kurz: Governance-Verordnung (Tabelle A2).

Tabelle A1: Zentrale Ziele entlang der Dimensionen der Energieunion

Dimension	Zentrale Ziele
1. Verringerung der CO ₂ -Emissionen	
1.1. THG-Emissionen und THG-Abbau	<ul style="list-style-type: none"> • Nationales Klimaziel: mind. -55 % bis 2030 gegenüber 1990 • ETS: EU-weites Ziel -43 % bis 2030 gegenüber 2005 • ESR: -38 % bis 2030 gegenüber 2005 • LULUCF: no net debit rule
1.2. Erneuerbare Energie	<ul style="list-style-type: none"> • Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 30% in 2030 als deutscher Beitrag zum EU-2030-Ziel
2. Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Aufsetzend auf das Energieeffizienzziel des Energiekonzepts von -20% bis 2020 und -50% bis 2050 (jeweils Primärenergieverbrauch gegenüber 2008), wird ein deutscher Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel für 2030 im Rahmen der Erstellung einer Energieeffizienzstrategie des Bundes erarbeitet. • Wärmeversorgung von Gebäuden effizienter gestalten • Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden
3. Sicherheit der Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit decken • Widerstandsfähigkeit gegenüber Versorgungskrisen erhalten • Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen weiter verringern • Vorsorgemaßnahmen bereithalten für den Fall einer Verschlechterung der Versorgungslage
4. Energiebinnenmarkt	<ul style="list-style-type: none"> • Verwirklichung des vorgesehenen Verbundgrads gemäß Artikel 4(d) der Governance-Verordnung • Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren • Energieinfrastrukturen gemeinsam betrachten • Sektoren Strom, Wärme und Verkehr koppeln – Sektorkopplung • Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung einschließlich eines Abschlussdatums (dafür erarbeitet die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Vorschläge) • Den Strommarkt 2.0 funktionsfähig halten • Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems • Die Strommärkte weiter koppeln
5. Forschung, Innovation, Wettbewerbsfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Zukunftsweisende Innovationen für den Umbau der Energieversorgung vorantreiben • Wettbewerbsfähige industrielle, gewerbliche und KMU-Basis und Arbeitsplätze in Deutschland erhalten, ausbauen und Grundlagen für nachhaltigen Wohlstand und Lebensqualität schaffen

Tabelle A2: Zentrale Strategien und Maßnahmen entlang der Dimensionen der Energieunion

Dimension	Zentrale Strategien und Maßnahmen
1. Verringerung der CO ₂ -Emissionen	
1.1. THG-Emissionen und THG-Abbau	<ul style="list-style-type: none"> • Vollständige Umsetzung des Klimaschutzplans (KSP) 2050 inklusive eines Maßnahmenprogramms, welches unter anderem Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen der Energiewirtschaft beinhalten soll (dafür erarbeitet die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Vorschläge)
1.2. Erneuerbare Energie	<ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) • Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) • Bessere Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit Stromnetzausbau • Überprüfung der regionalen Steuerung von erneuerbaren Energien in Stromsektor • Energieeinsparrecht für Gebäude, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und Gebäudeenergiegesetz* • Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG)* • Wärmenetzsysteme 4.0* • Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP)* • Weiterentwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) • Regionale Zusammenarbeit • Stärkung der Eigenverbraucher im Stromsektor • Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen • Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ • Bezuschussung elektrisch betriebener Fahrzeuge durch Umweltbonus • Stärkung des Standorts Deutschland zur Batteriezellenproduktion <p style="font-size: small; margin-top: 10px;">* Maßnahmen aus der langfristigen Renovierungsstrategie (siehe 2. „Energieeffizienz“), die auch maßgeblich zu Dimension 1 „Verringerung der CO₂-Emission“ beitragen.</p>
2. Energieeffizienz	<ul style="list-style-type: none"> • Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) • Effizienzstrategie des Bundes mit NAPE 2.0 • Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus Erneuerbaren Energien • Förderprogramm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ • Förderprogramm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Wettbewerb“ • Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) • CO₂-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes • Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) • Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) • Wärmenetzsysteme 4.0 • Energieeinsparrecht für Effizienz und erneuerbare Energien im Gebäudebereich und Gebäudeenergiegesetz
3. Sicherheit der Energieversorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) • Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975 – EnSiG) • Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise (Gassicherungsverordnung – GasSV) • Nationale Präventions- und Notfallpläne Erdgas gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 (vormals Verordnung (EU) Nr. 994/2010) • Solidaritätsmechanismus gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 • Ausbau LNG-Standort Deutschland • Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) • Mineralödatengesetz (MinÖlDatG)

Dimension	Zentrale Strategien und Maßnahmen
4. Energiebinnenmarkt	<p>Verwirklichung des vorgesehenen Verbundgrads gemäß Artikel 4(d) der Governance-Verordnung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausbau grenzüberschreitender Strom-Interkonnektoren • Regionale Zusammenarbeit stärken <p>Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schnellerer Ausbau der Stromnetze • Optimierung der Bestandsnetze • Monitoring der Netzausbauvorhaben für Strom und Gas • Entgeltanreize und Anreizregulierungsverordnung <p>Barrieren für die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr abbauen</p> <p>Maßnahmen zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung einschließlich eines Abschlussdatums (dafür erarbeitet die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ Vorschläge)</p> <p>Den Strommarkt 2.0 funktionsfähig halten und Flexibilität des Energiesystems sicherstellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren • Europäische Strommärkte weiter integrieren und flexibilisieren • Faire und systemdienliche Netzfinanzierung • Konzept „Nutzen statt abregeln“ umsetzen • KWK-Anlagen flexibilisieren durch Pilotprojekte für modernisierte KWK-Anlagen • Grundsatz Redispatch: Optimierungsmaßnahmen rund um Redispatch • Nationaler Flexibilitäts-Check zur Erhebung von Flexibilitätshemmnissen und Ermittlung der Flexibilitätpotenziale <p>Die Strommärkte weiter koppeln:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maßnahmenplan zur Reduzierung von Netzengpässen • Schaffung einer zentral- und osteuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE) • Optimierung der untertägigen Handelskapazitäten
5. Forschung, Innovation, Wettbewerbsfähigkeit	<ul style="list-style-type: none"> • 7. Energieforschungsprogramm – Innovationen für die Energiewende • Reallabore und Stärkung des Technologietransfers • Systemübergreifende Fragestellungen (z. B. Sektorkopplung, Digitalisierung) • Bessere Einbindung von Start-ups • Stärkung der internationalen Zusammenarbeit

1.2. Überblick über die aktuelle Lage der Politik

1.2.i. Nationales Energiesystem, Energiesystem der Union und politischer Kontext des nationalen Plans

Die Energie- und Klimapolitik braucht einen europäischen Rahmen, denn energie- und klimapolitische Entscheidungen eines Mitgliedstaats wirken sich unweigerlich auf andere Mitgliedstaaten aus. Die nationalen Energie- und Klimapläne können dazu beitragen, eine größere Konvergenz der nationalen Politiken herzustellen.

Dabei werden Energieeffizienz und der Ausbau erneuerbarer Energien zu tragenden Säulen der europäischen Energiewende. Dies steht im Einklang mit der deutschen Strategie zum Umbau der Energieversorgung und unterstützt sie (siehe 1.1.ii.).

Die Verwirklichung des europäischen Energiebinnenmarktes ist eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende in Deutschland und der EU. Offene, flexible Märkte und fairer Wettbewerb sind die wesentlichen Voraussetzungen für eine kosteneffiziente und sichere Energieversorgung sowie die Integration der erneuerbaren Energien in den Markt.

Die Strommärkte müssen verbunden werden und die notwendigen Preissignale senden. Dadurch wird ein sicherer Rahmen für die notwendigen Investitionen und die Flexibilisierung von Energieerzeugung und -verbrauch gesetzt.

1.2.ii. Derzeitige Politiken und Maßnahmen in den Bereichen Energie und Klima im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion

In dieser Tabelle sind alle Strategien und Maßnahmen des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes der Bundesregierung entlang der fünf Dimensionen der Energieunion dargestellt.

Tabelle A3: Strategien und Maßnahmen entlang der fünf Dimensionen der Energieunion

1. Verringerung der CO₂-Emissionen
1.1 THG-Emissionen und THG-Abbau
<p>Kapitel 3.1.1.i. Maßnahmenprogramm zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, mit dem das Klimaschutzziel für das Jahr 2030 insgesamt und die jeweiligen Sektorziele des Klimaschutzplans erreicht werden sollen</p>
<p>Kapitel 3.1.1.ii. Europäische Klimaschutzinitiative</p>
<p>Kapitel 3.1.1.iii. Nationale Klimaschutzinitiative (NKI) Meseberger Klima-AG</p>
1.2 Erneuerbare Energie
<p>Kapitel 3.1.2.i. Erneuerbare-Energien-Gesetz Bessere Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit Stromnetzausbau Überprüfung der regionalen Steuerung von erneuerbaren Energien im Stromsektor Pilotprojekt technologieneutrale Ausschreibung sowie Pilotprojekt Innovationsausschreibung Sonderausschreibungen Wind an Land und Solar Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)</p>
<p>Kapitel 3.1.2.ii. Öffnung von Ausschreibungen im Stromsektor Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) – Arbeitsgruppe zu erneuerbarer Energie Nordsee-Energiekooperation im Bereich erneuerbare Energie TARES-Projekt in Griechenland Concerted Action Erneuerbare Energien</p>

Kapitel 3.1.2.iii.

Umlagensystem im EEG
 Investitionen in Speichertechnologie
 KfW-Programm Erneuerbare Energien

Kapitel 3.1.2.v. – Zentrale Anlaufstellen

Bundesnetzagentur
 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
 Nationale Organisation Wasserstoff (NOW) GmbH
 Bürgerdialog Stromnetz (BDS)

Kapitel 3.1.2.v. – Stärkung der Eigenverbraucher und der Mieterstrommodelle im Stromsektor

Mieterstromgesetz

Kapitel 3.1.2.vi.

Wärmenetzsysteme 4.0 (Maßnahme aus der langfristigen Renovierungsstrategie [siehe 2. „Energieeffizienz“], die auch maßgeblich zur Dimension 1 „Verringerung der CO₂-Emission“ beiträgt)

Kapitel 3.1.2.vii.

Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“
 Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“

1.3 Weitere Maßnahmen (entsprechend Kapitel 3.1.3. zu EHS und emissionsarmer Mobilität)**Kapitel 3.1.3.i.**

EU-Emissionshandel (ETS) und nationale Umsetzung durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)
 Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten

Kapitel 3.1.3.ii.

Sektorkopplung

Kapitel 3.1.3.iii.

Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM)
 Förderung Elektromobilität
 Änderung der Ladesäulenverordnung
 Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (NSR)
 Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2)
 Stärkung des Standorts Deutschland zur Batteriezellenproduktion
 Spezifische Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen im urbanen Straßenverkehr
 Förderung alternativer Antriebe im öffentlichen Personennahverkehr
 Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS)
 Biokraftstoffe
 Förderung der Erdgasmobilität
 Beschaffungsaktion Elektrofahrzeuge – Informationskampagne
 Nationaler Radverkehrsplan

Kapitel 3.1.3.iv.

Peer-Review-Prozess im Rahmen der G20
 Subventionsbericht der Bundesregierung
 Auslaufen der Zuschüsse für Steinkohle

2. Energieeffizienz

Kapitel 3.2.i.

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE und NAPE 2.0)
Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie

Kapitel 3.2.ii.

Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG)
Energieberatung Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung/Individueller Sanierungsfahrplan)
Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen (EBK)
Energieberatung im Mittelstand (EBM)
Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen
Neues Gebäudeenergiegesetz (GEG)
Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung
CO₂-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes
Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)
Förderprogramme Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit sowie Wettbewerb
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)
Förderprogramm Heizungsoptimierung
Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen
Bauforschungsinitiative Effizienzhaus Plus
Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050
Vorbildfunktion im öffentlichen Gebäudebestand

Kapitel 3.2.iii.

Förderung von Beratungen zum Energiespar-Contracting im Rahmen der EBK
Bund-Länder-Dialog Contracting
Modellprojekte Contracting
Information zu Musterverträgen und Leitfäden
Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerke von Kommunen

Kapitel 3.2.iv. – Förderung der Vorbildrolle der öffentlichen Hand

Vorbildfunktion im öffentlichen Gebäudebestand

Kapitel 3.2.iv. – Förderung der Vorbildrolle der öffentlichen Hand – Energieeffiziente öffentliche Auftragsvergabe

Energieeffiziente Beschaffung durch öffentliche Einrichtungen

Kapitel 3.2.iv. – Energieaudits/Energiemanagementsystem

Energieaudit für Nicht-KMU (kleine und mittelständische Unternehmen)
Förderung von Energiemanagementsystemen
Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)

Kapitel 3.2.iv. – Verbraucherinformation/Ausbildungsmaßnahmen

Unabhängige Beratung bei der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv)
Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung/individueller Sanierungsfahrplan)
Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen
Energieberatung im Mittelstand (EBM)
Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz
Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)
Kampagne – „Deutschland macht's effizient“
Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen

Kapitel 3.2.vii.

Deutsch-Französische Energieplattform

Kapitel 3.2.viii.

Förderstrategie Energieeffizienz und erneuerbare Wärme
Förderstrategie im Bereich Industrie, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen
Weiterentwicklung des Programms zur „Förderung von Stromeinsparungen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen: STEP up!“
Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“
Förderung für Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW)
Energie- und Stromsteuergesetz

3. Sicherheit der Energieversorgung

Kapitel 3.3.i. – Gasversorgung

Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden
 Informationsbereitstellung
 Netzentwicklungsplan (NEP) – Gas
 Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen („Reverse Flows“)
 Speicher
 Präventionsplan Gas
 Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise (Gassicherungsverordnung – GasSV)
 Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Erdgas
 Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Verfügungen gemäß § 1 GasSV
 Solidarität
 Notfallplan Gas

Kapitel 3.3.i. – Erdölversorgung

Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Erdöl
 Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG)
 Mineralölstatengesetz (MinÖStatG)
 Verkehrsleistungsgesetz (VerkLG)
 Kraftstofflieferbeschränkungsverordnung (KraftstoffLBV)
 Heizöllieferbeschränkungsverordnung (HeizöllBV)
 Mineralölausgleichsverordnung (MinölAV)
 Mineralölbewirtschaftungsverordnung (MinölBewV)
 National Emergency Strategy Organization – NESO

Kapitel 3.3.i. – Stromversorgung

Betrieb von Energieversorgungsnetzen
 Informationsbereitstellung
 Netzentwicklungsplan (NEP) – Strom
 Netzreserve
 Kapazitätsreserve
 Monitoring der Stromversorgungssicherheit
 Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Strom
 Verordnung zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung in einer Versorgungskrise (Elektrizitätssicherungsverordnung – EltSV)
 Verordnung über die Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung (Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung – EltLastV)
 Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung (EltLastVwV)
 Maßnahmen im Fall einer Erzeugungsmangellage
 Durchführung von Stresstests

Kapitel 3.3.ii. – Erdgas

Solidarität unter EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der SOS-Verordnung
 Konsultationen Gas Coordination Group
 Präventions- und Notfallplan
 Risikogruppen
 Pentalaterales Gasforum
 Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (TEN-E regional groups) – Gas

Kapitel 3.3.ii. – Erdöl

Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (TEN-E regional groups) – Öl
 Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding (ACOMES)

Kapitel 3.3.ii. – Strom

Grenzüberschreitende Betrachtung von Versorgungssicherheit am Strommarkt
 Pentalaterales Energieforum – Stromversorgungssicherheit

4. Energiebinnenmarkt

Kapitel 3.4.1.i.

Projekte für Interkonnektorenausbau im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Kapitel 3.4.1.ii. (siehe 3.4.3.vi.)

Kapitel 3.4.2.i.

Aktionsplan Stromnetz
Monitoring der Netzausbauvorhaben für Strom und Gas
Controlling der Netzausbauvorhaben für Strom und Gas
Optimierung der Bestandsnetze
Schnellerer Ausbau der Stromnetze
Entgeltanreize und Anreizregulierungsverordnung

Kapitel 3.4.2.ii. (siehe 3.4.3.vi.)

Kapitel 3.4.3.i. – Maßnahmen für Marktintegration

Sektorkopplung
Maßnahmen zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (dafür erarbeitet Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ein Aktionsprogramm)
Nationaler Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen
Grenzüberschreitender Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen

Kapitel 3.4.3.i. – Maßnahmen zur besseren Marktkopplung

Schaffung einer zentral- und osteuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE)
Kopplung des untertägigen Stromhandels

Kapitel 3.4.3.ii. – Maßnahmen zur Sicherstellung der Angemessenheit

Sicherstellung eines angemessenen Energiesystems
Weitere Maßnahmen für eine flexible und effiziente Stromversorgung
Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems

Kapitel 3.4.3.ii. – Maßnahmen zur Sicherstellung von Flexibilität

Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren
Europäische Strommärkte weiter integrieren und flexibilisieren
Faire und systemdienliche Netzfinanzierung
Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ umsetzen
Flexible KWK-Anlagen
Optimierungsmaßnahmen rund um Redispatch
Flexibilitäts-Check

Kapitel 3.4.3.iv.

Marktintegration/Schutz der Energieverbraucher und Wettbewerbsfähigkeit national und europäisch
Konzept der Grund- und Ersatzversorgung

Kapitel 3.4.3.v.

Steuerung und Systemstabilisierung durch verstärkte Kooperation zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie Marktakteuren
Dynamische Strompreisverträge und Smart Meter
Einrichtung eines Marktstammdatenregisters
Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

Kapitel 3.4.3.vi.

Pentalaterales Energieforum – Energiebinnenmarkt
Stromnachbarn
Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetzwerke (Transeuropean Networks Energy – TEN-E regional groups) – Strombinnenmarkt
Deutsch-Französisches Schaufensterprojekt zur grenzüberschreitenden Optimierung des Energiesystems (Smart Border Initiative)

Kapitel 3.4.4.i.

Energieberatung für einkommensschwache Haushalte (Stromspar-Check)

5. Forschung, Innovation, Wettbewerbsfähigkeit

Kapitel 3.5.i. – Forschung

7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Kapitel 3.5.i. – Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Weiterentwicklung von Nutzungsmöglichkeiten von CO₂ im Rahmen von CCU/CCS
 Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)

Kapitel 3.5.ii. – Europäische Energieforschungskoooperation

Strategic Energy Technology Plan (EU-SET-Plan)
 European Research Area (ERA-Net) Cofund

Kapitel 3.5.ii. – Regionale/Bilaterale Kooperationen

Nordsee-Energiekooperation im Bereich Energieforschung
 Kooperation zu CCUS mit Nordsee-Anrainern
 Griechisch-deutsche Forschungskoooperation und Förderung von Nachwuchsforschern (DeuGrInZus)
 Französisch-deutsches Fellowship-Programm
 Französisch-deutsche Forschungsförderung im Bereich Stromnetze/Smart Grids

Kapitel 3.5.iii. – Forschung

EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“

Kapitel 3.5.iii. – Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Stärkung des Forschungsstandorts Deutschland für Energiespeichertechnologie
 Reallabore als Säule der Energieforschung ausbauen
 Ausbau der CO₂-Kreislaufwirtschaft

1.2.iii. Wesentliche Fragen von länderübergreifender Bedeutung

Dimension 1: Verringerung der CO₂-Emissionen

1.1 THG-Emissionen und THG-Abbau

Deutschland trägt zur Erreichung des Klimaschutzziels der EU für das Jahr 2030 sowie zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens bei. Ein Austausch mit anderen Mitgliedstaaten findet vor allem zu nationalen Klimaschutzstrategien sowie zu nicht- und substaatlichen Klimaschutzvorhaben (von NGOs und Kommunen) statt, um Erfahrungen und beste Praktiken zu teilen und etwaige Auswirkungen auf andere Mitgliedstaaten möglichst frühzeitig zu erkennen und zu besprechen. Ein weiteres zentrales Thema im Austausch mit anderen Mitgliedstaaten ist die Ausgestaltung und Umsetzung der EU-Klimapolitik.

1.2 Erneuerbare Energie

Durch die geographische Lage Deutschlands in der Mitte Europas hat der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland vielfältige Auswirkungen auf seine Nachbarstaaten. Die Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien hat eine hohe Priorität für die Bundesregierung (siehe Kapitel 3.1.2.). Die Bundesregierung setzt in den kommenden Jahren einen Schwerpunkt auf regionale Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten, was einen wichtigen Treiber für die Marktintegration erneuerbarer Energien darstellt. Die Bundesregierung öffnet daher Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien für Anlagen mit Standort in anderen EU-Mitgliedstaaten. Die Bundesregierung beteiligt sich zudem aktiv am North Seas Energy Forum und nimmt im Rahmen des Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) an der Arbeitsgruppe zu erneuerbaren Energien teil (siehe Kapitel 1.4., 3.2., 3.4.3.). Deutschland hat darüber hinaus von Beginn an eine aktive Rolle im Forum „Concerted Action“ für erneuerbare Energien (CA-RES).

Dimension 2: Energieeffizienz

Grundsätzlich weist diese Dimension keine Fragen von direkter grenzüberschreitender Bedeutung auf. Es gibt jedoch grenzübergreifende Kooperationsprojekte mit EU-Nachbarstaaten sowie diverse Initiativen zum Austausch bester Praktiken im Effizienzbereich (siehe Kapitel 3.2.).

Dimension 3: Sicherheit der Energieversorgung

Funktionierende Energiemärkte bieten die beste Garantie dafür, dass die Sicherheit der Energieversorgung in der gesamten Union gewährleistet bleibt und die Gefahr schädlicher Folgen von Störungen der Versorgung verringert wird. Ist die Sicherheit der Energieversorgung eines Mitgliedstaats bedroht, so besteht das Risiko, dass von diesem Mitgliedstaat einseitig ergriffene Maßnahmen das reibungslose Funktionieren des Binnenmarktes gefährden und die Energieversorgung in anderen Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Zur Versorgung des deutschen Gasmarktes stehen unterschiedliche Einfuhrrouen zur Verfügung, über die auch die angrenzenden Märkte aus Deutschland über verschiedene Wege Gas beziehen können. Dadurch wird sowohl für die deutschen als auch für die benachbarten Gasmärkte das Risiko von Versorgungsstörungen reduziert. Ebenso ist der deutsche Strommarkt stark in den europäischen Strombinnenmarkt eingebunden. Derzeit werden in der EU Standards für eine Berechnung des Versorgungssicherheitsniveaus entwickelt. Der deutsche Versorgungssicherheitsbericht wendet diese Standards bereits an.

Um im Krisenfall, d. h. im Fall einer deutlichen Unterdeckung der Nachfrage nach Energie, die grenzüberschreitenden Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in benachbarten Mitgliedstaaten durchführen zu können, ist im Vorfeld eine grenzüberschreitende Abstimmung zwischen beteiligten deutschen und benachbarten ausländischen Akteuren zwingend notwendig, falls erforderlich gegebenenfalls mit Unterstützung der zuständigen Behörden. Deutschland beteiligt sich an der Erstellung eines regionalen Versorgungssicherheitsberichts im Rahmen des Pentilateralen Energieforums.

Dimension 4: Energiebinnenmarkt

Der europäische Binnenmarkt ist das Rückgrat der europäischen Energiewende und von zentraler Bedeutung für die Gewährleistung einer sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Energieversorgung auch in Deutschland.

Der Austausch von Strom zwischen den EU-Mitgliedstaaten wird dabei immer wichtiger: Überregionale Synergien von Erzeugung und Verbrauch können genutzt werden, um das Stromsystem noch flexibler zu gestalten. Die Bundesregierung beteiligt sich daher aktiv an verschiedenen regionalen Kooperationsforen im Interesse einer vertieften Integration des europäischen Strombinnenmarkts. Insbesondere sind auch hier das Pentalaterale Energieforum und der Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) zu nennen (siehe Kapitel 1.4., 3.2., 3.4.3.).

Dimension 5: Forschung, Innovation, Wettbewerbsfähigkeit

Wie viele europäische Länder steht auch Deutschland im Zuge der Energiewende hin zu einem größeren Anteil sauberer und erneuerbarer Energien vor großen Herausforderungen im Bereich von Forschung und Innovation. Insbesondere die Integration zunehmender Mengen schwankender Einspeisung von Wind- und Solarstrom, die Digitalisierung der Energieversorgung und die Sektorkopplung unter Einbeziehung von Wärmeenergie sind gemeinsame Themen und weiter auf technische Innovationen angewiesen. Eine regionale Zusammenarbeit hilft, Fragestellungen effektiv gemeinsam zu bearbeiten, grenzüberschreitende Infrastruktur effektiv zu nutzen und finanzielle Ressourcen effizient einzusetzen. Die Forschungszusammenarbeit findet im internationalen und insbesondere europäischen Rahmen über die Beteiligung der Bundesregierung an Horizont 2020/Europe und der Umsetzung der Ziele des Strategischen-Energetechnologie-(SET-)Plans durch gemeinsame Forschungsprojekte sowie Abstimmung über Forschungsschwerpunkte statt. Regionale und bilaterale Kooperationen bieten Gelegenheit, bei geographischen und thematischen Gemeinsamkeiten die Bemühungen zu bündeln und effektiver umzusetzen. Nicht zuletzt sind internationale Kooperationen Voraussetzung dafür, die deutsche Forschungslandschaft technologieübergreifend auf weltweitem Spitzenniveau zu halten.

1.2.iv. Verwaltungsstrukturen zur Umsetzung der nationalen Energie- und Klimapolitik

Die Energiewende und der Klimaschutz werden durch Bund, Länder und Kommunen umgesetzt. Auf Bundesebene ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) federführend für die Energiepolitik. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) ist federführend für die Klimapolitik.

Bundes- und Landesebene stimmen sich bei der Umsetzung der Energiewende kontinuierlich ab. Im Halbjahres-Rhythmus finden Treffen der Bundeskanzlerin mit den Regierungschefinnen und -chefs der Länder statt, an denen auch die zuständigen Bundesministerinnen und Bundesminister teilnehmen. Sie diskutieren unter anderem den Umsetzungsstand der Energiewende. Die zuständigen Ministerinnen und Minister von Bund und Ländern beraten zudem zusätzlich im Rahmen der Wirtschafts- und Umweltministerkonferenzen jährlich ihre Schwerpunktsetzung und stimmen die nächsten Schritte der Energiewende ab. Diese institutionelle Abstimmung wird ergänzt durch anlassbezogene Gespräche auf Leitungsebene sowie eine fortlaufende Zusammenarbeit und engen Austausch auf fachlicher Ebene.

Einen umfassenden Überblick über die zuständigen Stellen auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene gibt die vom Auswärtigen Amt finanzierte Datenbank „Who is Who der Energiewende in Deutschland“:

<https://www.renac.de/who-is-who/p/10/>

Darin sind zudem die zentralen Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartner in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft zusammengefasst.

1.3. Konsultationen und Einbeziehung von nationalen Einrichtungen und Einrichtungen der Union und deren Ergebnis

Dieses Kapitel wird nach Durchführung der Konsultationen, die im Laufe des Jahres 2019 erfolgen, im Hinblick zur Erstellung des finalen Energie- und Klimaplan konkretisiert. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie stellt auf seiner Website Informationen über den NECP-Prozess und die Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen der Konsultationen bereit.

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/nationaler-energie-und-klimaplan-necp.html>

1.4. Regionale Zusammenarbeit bei der Aufstellung des Plans

Die Energiewende und ein Vorantreiben des Klimaschutzes können nur gelingen, wenn sie europäisch eingebettet und durch regionale Kooperationen gestärkt werden. Deswegen ist regionale Zusammenarbeit in Form von bilateralen Kooperationen oder gemeinsamen Initiativen und Foren mit mehreren EU-Mitgliedstaaten ein zentraler Bestandteil der Energie- und Klimapolitik der Bundesregierung. Dieses Kapitel wird noch im Hinblick zur Erstellung des finalen Energie- und Klimaplanes der Bundesregierung konkretisiert. Genannt werden hier überblicksweise einige der zentralen bestehenden regionalen Kooperationen mit europäischen Partnern, die sich an den entsprechenden Stellen zur regionalen Kooperation im NECP-Entwurf wiederfinden:

Bilaterale Kooperationen

Die Bundesregierung pflegt mit vielen anderen EU-Mitgliedstaaten, insbesondere ihren direkten Nachbarn, eine enge energie- und klimapolitische Zusammenarbeit. Mit einigen Mitgliedstaaten wurde diese Zusammenarbeit durch die Vereinbarung gemeinsamer Absichtserklärungen bekräftigt und konkretisiert. In der laufenden Legislaturperiode wurde zum Beispiel die bereits bestehende und sehr gute energie- und klimapolitische Kooperation zwischen Frankreich und Deutschland im Rahmen der „Meseberger Erklärung“ vom Juni 2018 und der Erklärung zur Energiezusammenarbeit vom Juli 2018 gestärkt. Kooperationsprojekte mit Frankreich sind unter anderem in der französisch-deutschen Energieplattform, im Energiebinnenmarkt und in der Energieforschung etabliert (siehe Kapitel 3.2., 3.4.3., 3.5.). Darüber hinaus besteht ein intensiver Wissens- und Erfahrungsaustausch im Rahmen des Deutsch-Französischen Büros für die Energiewende (DFBEW). In der Absichtserklärung zur Energiezusammenarbeit mit Belgien wurde im Oktober 2018 unter anderem vereinbart, dass Deutschland Belgien bei der Lösung der besonderen Versorgungssicherheitssituation im Winter 2018/19 unterstützen wird.

Europäische Klimaschutzinitiative

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) hat im Jahr 2017 die Europäische Klimaschutzinitiative (EUKI) ins Leben gerufen. Themenfelder für bi- und multilaterale Projekte im Rahmen der EUKI sind die Entwicklung von Klimastrategien und ihre Umsetzung auf verschiedenen Ebenen, der Austausch zu Klimapolitikinstrumenten, Maßnahmen und Projekten in allen relevanten Sektoren: Energie, Industrie, Verkehr, private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Abfall, Landwirtschaft und Landnutzung (siehe Kapitel 3.1.1.).

Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP)

BEMIP besteht seit 2009 und umfasst alle Ostsee-Anrainerstaaten der EU sowie Norwegen als Beobachter und wird im Wesentlichen von der EU-Kommission organisiert. Die Bundesregierung beteiligt sich an den Arbeitsgruppen des BEMIP (siehe Kapitel 3.1.2.).

North Seas Energy Forum/Nordsee-Energiekooperation

In 2016 haben die Nordsee-Anrainerstaaten sowie die EU-Kommission das North Seas Energy Forum gegründet, um ihre Zusammenarbeit im Energiebereich weiter auszubauen. Schwerpunktthemen dieses Forums sind die Zusammenarbeit beim Ausbau der Windenergie auf See, beim Ausbau der Netzinfrastruktur sowie der maritimen Raumplanung in der Nordsee. Im Rahmen der Initiative haben die entsprechenden Mitgliedstaaten, einschließlich der Bundesrepublik Deutschland, außerdem begonnen, sich zu den relevanten Teilen der NECPs der Nordsee-Anrainerstaaten auszutauschen und gemeinsame NECP-Elemente zu entwickeln (siehe Kapitel 3.1.2., 3.5.) Dieser Prozess soll in 2019 weitergeführt und intensiviert werden.

Pentalaterales Energieforum

Hierbei handelt es sich um eine seit 2005 bestehende mitgliedstaatliche Kooperation zwischen Belgien, Luxemburg, den Niederlanden, Frankreich, Österreich und Deutschland, die schwerpunktmäßig die Themen Marktkopplung Strom, Versorgungssicherheit, Krisenvorsorge und Flexibilisierung der Strommärkte behandelt. Die Schweiz hat in dem Forum einen Beobachterstatus (siehe Kapitel 3.4.3.).

Pentalaterales Gasforum

Hierbei handelt es sich um eine seit 2009 bestehende mitgliedstaatliche Kooperation zwischen Belgien, Luxemburg, den Niederlanden, Frankreich und Deutschland, die schwerpunktmäßig Themen der Gasversorgung behandelt (siehe Kapitel 3.3.).

Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (Transeuropean Networks Energy – TEN-E regional groups)

Die Bundesregierung kooperiert mit anderen Mitgliedstaaten in mehreren regionalen Gruppen im Rahmen der TEN-E. Die Regionalgruppen entsprechen den in der TEN-E-Verordnung festgelegten vorrangigen Energieinfrastrukturkorridoren und sind für die Identifizierung der zur Entwicklung der Energieinfrastruktur nach der TEN-E-Verordnung sogenannten Vorhaben von gemeinsamem Interesse (engl. projects of common interest, PCI) auf regionaler Ebene zuständig. Die betreffenden Vorhaben sollen gemäß Artikel 4 TEN-E-Verordnung unter anderem einen Beitrag zur Marktintegration, Nachhaltigkeit, Wettbewerb (Diversifizierung der Versorgungsquellen, -wege und Lieferanten) und Versorgungssicherheit leisten (siehe Kapitel 3.3. und 3.4.3.).

2. Nationale Ziele und Vorgaben

2.1. Dimension Dekarbonisierung

2.1.1. Emissionen und Abbau von Treibhausgasen

2.1.1.i. Die in Artikel 4 Buchstabe a Absatz 1 genannten Elemente

Verbindlich festgelegte jährliche nationale Grenzwerte gemäß der Verordnung zur Lastenteilung (Effort Sharing Regulation – ESR)

Die Effort Sharing Regulation enthält für Deutschland ein verbindliches Minderungsziel in Höhe von 38 Prozent gegenüber 2005 im Jahr 2030 für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels. Auf Basis des linearen Minderungspfades zwischen den realen durchschnittlichen Emissionen der Jahre 2016 bis 2018 und dem Punktziel für 2030 werden Deutschland jährliche Emissionsbudgets zugeteilt.

Zusicherungen gemäß der LULUCF-Verordnung (Land Use, Land Use Change and Forestry)

Erstmalig erhält jeder EU-Mitgliedstaat ein Ziel für den LULUCF-Sektor. Die Lastschriften aus den gemäß Artikel 2 der LULUCF-VO bei der Anrechnung berücksichtigten Landnutzungskategorien zusammengenommen dürfen die Gutschriften zum Ende der zwei Fünfjahreszeiträume 2021 bis 2025 und 2026 bis 2030 nicht übersteigen (sogenanntes „no net debit rule“).

2.1.1.ii. Etwaige weitere nationale Ziele und Vorgaben, die mit dem Übereinkommen von Paris und den derzeitigen langfristigen Strategien übereinstimmen. Falls dies auf den Beitrag zur Gesamtverpflichtung der Union zur Reduktion der Treibhausgasemissionen zutrifft, weitere Ziele und Vorgaben, einschließlich etwaiger sektorspezifischer Vorgaben und Anpassungsziele

Deutschland hat sich im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 Prozent bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 zu mindern. Das entspricht einer zulässigen Emissionsmenge von 562 Mio. t CO₂-Äq. Perspektivisch möchte Deutschland nach dem Energiekonzept darüber hinaus bis zum Jahr 2040 seine Treibhausgasemissionen um mindestens 70 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Ausgangsjahr 1990 mindern (weitgehende Treibhausgasneutralität).

Tabelle A4: Zielsetzung für THG-Minderung*

	2030	2040	2050
Minderung gegenüber 1990 in [%]	mindestens 55	mindestens 70	weitgehend THG-neutral 80 bis 95
nachrichtlich: zulässige Emissionsmenge in Mio. t CO ₂	(562)	(375)	(263 bis 62,5)

* Zielpfad basiert auf Energiekonzept und Klimaschutzplan 2050

Diese Ziele hat die Bundesregierung mit dem Klimaschutzplan 2050 bestätigt. Des Weiteren ist das nationale Klimaschutzziel 2030 mit Sektorzielen unterlegt. Es handelt sich bei den nationalen Zielsetzungen um solche, die Deutschland unabhängig, gleichwohl aber im Einklang mit seinem Beitrag zum EU-Ziel verfolgt. Nach dem Verständnis der Bundesregierung ist Artikel 14 Absatz 3 der Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz hier deswegen nicht anwendbar.

2.1.2. Erneuerbare Energie

2.1.2.i. Die in Artikel 4 Buchstabe a Ziffer 2 genannten Elemente

Neben den in 2.1.1. beschriebenen Vorgaben zum Abbau von Treibhausgasen trägt auch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch zur Dekarbonisierung bei. Mit steigenden CO₂-Preisen im EU-Emissionshandelssystem sinkt aufgrund der entsprechend steigenden Börsenstrompreise der notwendige Finanzierungsbeitrag der Umlage gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). In der Europäischen Union wurde das EU-verbindliche Ziel festgelegt, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf mindestens 32 Prozent zu erhöhen. Dieses Ziel soll im Jahr 2023 hinsichtlich einer weiteren Erhöhung überprüft werden. Die Bundesregierung strebt beim Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch einen Beitrag von 30 Prozent für 2030 an (Anteil im Jahr 2020: 18 Prozent). Dies wurde bereits im Energiekonzept vom 28. September 2010 (Energiekonzept 2010) festgelegt.

Wichtig ist, dass diese Zielsetzung durch eine gleichzeitige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in den Sektoren Strom, Wärme- und Kälteerzeugung sowie Verkehr erreicht wird, da Wärme- und Kältesektor und Verkehrssektor zusammen zwei Drittel des Energieverbrauchs ausmachen. Die Bundesregierung nimmt einen linearen Zielpfad als Basis für einen verlässlichen, planbaren und kontinuierlichen Anstieg der erneuerbaren Energien an. Der indikative Zielpfad für den Gesamtanteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch steigt von 18 Prozent im Jahr 2020 linear auf 30 Prozent im Jahr 2030. Der jährliche Anstieg beträgt 1,2 Prozentpunkte (siehe Tabelle A5).

Im Rahmen der Governance-Verordnung wird der Fortschritt beim Ausbau erneuerbarer Energien im Fall einer Lücke zum EU-Zielpfad an verlässlichen Referenzpunkten in Höhe von 18 Prozent des Zubaus zwischen 2020 und 2030 im Jahr 2022 (d. h. Gesamtanteil erneuerbarer Energie von 20,2 Prozent), 43 Prozent 2025 (d. h. Gesamtanteil erneuerbarer Energie von 23,2 Prozent) und 65 Prozent 2027 (d. h. Gesamtanteil erneuerbarer Energie von 25,8 Prozent) gemessen.

Tabelle A5: Indikativer linearer Zielpfad für Ausbau erneuerbarer Energien gemessen am Bruttoendenergieverbrauch*

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
19,2%	20,4%	21,6%	22,8%	24,0%	25,2%	26,4%	27,6%	28,8%	30,0%

* Indikativer Zielpfad basiert auf Energiekonzept, ist vorläufig und kann im finalen NECP anders ausfallen

2.1.2.ii. Erwartete Zielpfade für den sektorspezifischen Anteil an Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Zeitraum 2021–2030 in den Sektoren Strom, Wärme- und Kälteversorgung sowie Verkehr

Die sektoralen Zielpfade ordnen sich dem übergeordneten Zielpfad zum Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch unter. Sie konkretisieren den übergeordneten Zielpfad und ermöglichen ein Monitoring des Fortschritts. Bei den unten dargestellten Zielpfaden handelt es sich jedoch um indikative Zielpfade, die vorläufig sind und im finalen NECP anders ausfallen können.

Strom

Im Stromsektor ist laut dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine kontinuierliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 40–45 Prozent im Jahr 2025, 55–60 Prozent im Jahr 2035 und mindestens 80 Prozent im Jahr 2050 vorgesehen. Daraus lässt sich ein erwarteter Zielpfad mit einem Anstieg von 1,5 Prozentpunkten pro Jahr ableiten. Das Energiekonzept von 2010 enthält zusätzlich das Ziel, den EE-Anteil bis 2030 auf 50 Prozent zu erhöhen:

Tabelle A6: Indikativer sektoraler Zielpfad Strom – Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch*

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
34–39 %	35,5–40,5 %	37–42 %	38,5–43,5 %	40–45 %	42–46,5 %	44–48 %	46–49,5 %	48–51 %	50–52,5%** 65%**

* Indikativer Zielpfad basiert auf Energiekonzept und EEG 2017, ist vorläufig und kann im finalen NECP anders ausfallen

** Die Bundesregierung strebt eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor auf etwa 65 Prozent an im Lichte der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten.

Des Weiteren haben die regierenden Koalitionsparteien CDU, CSU und SPD im Koalitionsvertrag für die 19. Legislaturperiode einen Anteil von etwa 65 Prozent erneuerbaren Energien im Jahr 2030 beim Bruttostromverbrauch vorgesehen im Lichte der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Das entspricht nahezu dem ursprünglich für 2040 vorgesehenen Ziel. Hierfür ist die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze zentral. Die Bundesregierung wird einen ambitionierten Maßnahmenplan zum schnelleren Ausbau der Stromnetze erarbeiten. Um über Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz bei der Windkraft an Land zu beraten, wurde eine Arbeitsgruppe eingesetzt, die bis Frühjahr 2019 Ergebnisse vorlegen soll. Zudem hat die Bundesregierung die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eingesetzt, die ein Aktionsprogramm mit Vorschlägen erarbeitet, um die Kohleverstromung schrittweise zu beenden und den damit einhergehenden Strukturwandel zu begleiten. Auf Basis dieser Ergebnisse entscheidet die Koalition bis Herbst 2019 über konkrete Akzeptanzmaßnahmen und über Förderbedingungen sowie die weiteren Ausbaupfade für erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030, um das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von etwa 65 Prozent zu erreichen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss deutlich erhöht werden; nicht nur, um das nationale Klimaschutzziel in der Energiewirtschaft zu erreichen, sondern auch, um den zusätzlichen Strombedarf zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele im Verkehr, bei Gebäuden und in der Industrie zu decken (Sektorkopplung).

Wärme und Kälte

Im Wärme- und Kältesektor haben Gebäude den größten Anteil am Energieverbrauch (mit ca. zwei Dritteln des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte), daneben spielen aber auch Prozesswärme und -kälte in der Industrie eine entscheidende Rolle (ca. ein Drittel des Endenergieverbrauchs). Die Bundesregierung hat bereits im Jahr 2015 mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) die Strategie für die Energiewende im Gebäudebereich beschlossen. Die Umsetzung der ESG trägt somit maßgeblich zur Zielerreichung im Bereich erneuerbare Energien im Sektor Wärme und Kälte bei und gleichzeitig auch zur Steigerung der Energieeffizienz (siehe Kapitel 2.2. und 3.2.).

Im Wärme- und Kältesektor ist laut Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) und abgeleitet aus der Neufassung der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, kurz Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED II), für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte ein Zielwert von 14 Prozent im Jahr 2020 anzustreben. Auf europäischer Ebene besteht laut dieser Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie eine Bemühensverpflichtung für die Mitgliedstaaten, von 2020 bis 2030 im Wärme- und Kältesektor eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien um jährlich 1,3 Prozentpunkte (berechnet als jährlicher Durchschnitt der Jahre 2021–2025 und 2025–2030) anzustreben. Das entspricht einem Anteil von 27 Prozent im Jahr 2030. Dieses Ambitionsniveau für den Wärme- und Kältesektor nimmt die Bundesregierung

als Grundlage für ihren Beitrag zur Erreichung der EU-Ziele in 2030. Damit wird auch deutlich, dass der zukünftige Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich beschleunigt werden muss, um die nationalen Klimaschutzziele 2030 in der Industrie (vor allem Prozesswärme) und in Gebäuden (vor allem Raumwärme) zu erreichen.

Tabelle A7: Indikativer sektoraler Zielpfad Wärme und Kälte – Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte*

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
15,3 %	16,6 %	17,9 %	19,2 %	20,5 %	21,8 %	23,1 %	24,4 %	25,7 %	27 %

* Indikativer Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie, ist vorläufig und kann im finalen NECP anders ausfallen

Verkehr

Im Verkehrssektor werden gemäß der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie Kraftstoffanbieter verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030 verbindlich auf mindestens 14 Prozent (einschließlich Mehrfachanrechnungen) zu erhöhen. Dies soll unter anderem durch die Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote realisiert werden. Nationale Zielwerte über das Jahr 2020 hinaus existieren bisher nicht. Die Bundesregierung wird die Mindestvorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie umsetzen. Die Anpassung der THG-Quote ab 2021 bis 2030 sowie gegebenenfalls weitere Maßnahmen werden im Laufe des Jahres 2019 geprüft.

Auch vor dem Hintergrund des ambitionierten CO₂-Einsparziels im nationalen Klimaschutzplan 2050 für das Jahr 2030 soll der Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehr bis 2030 deutlich steigen. Die effektivsten Maßnahmen sind hierbei der Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr sowie die Steigerung des Anteils regenerativ erzeugter Kraftstoffe. Die Förderung durch die Bundesregierung erstreckt sich von Plug-in-Hybriden über Batterieantriebe und Brennstoffzellen bis hin zu Biokraftstoffen und jüngst zur Sektorkopplung durch die Nutzung strombasierter Kraftstoffe.

Der CO₂-Ausstoß befindet sich inzwischen wieder über dem Niveau von 1990, trotz gesunkener CO₂-Emissionen bei Neufahrzeugen (je km). Auch angesichts des CO₂-Minderungsziels im Klimaschutzplan 2050 für 2030 ist eine zügige Einführung von Maßnahmen erforderlich, um die CO₂-Emissionen zu senken.

Ein konkreter Zielpfad für den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor wird Teil des finalen NECP sein.

2.1.2.iii. Erwartete Zielpfade nach einzelnen Technologien für erneuerbare Energie, mit denen der Mitgliedstaat auf dem Gebiet der erneuerbaren Energie den Gesamtzielpfad und die sektorspezifischen Zielpfade im Zeitraum 2021–2030 erreichen will, unter Angabe des voraussichtlichen gesamten Bruttoendenergieverbrauchs je Technologie und Sektor in Mio. t RÖE und der geplanten installierten Gesamtleistung (aufgeschlüsselt nach neuer Kapazität und Repowering) pro Technologie und Sektor in MW

Der technologiespezifische Ausbau der erneuerbaren Energien dient der Zielerreichung in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte sowie Verkehr und stellt kein eigenes Ziel dar, sondern zeigt auf, in welcher Form ein Ziel erreicht werden kann. Es besteht Flexibilität hinsichtlich des sektoralen Technologiemies.

Strom

Im Stromsektor legt das EEG 2017 die technologiespezifischen Ausbaupfade fest. Bei Wind an Land ist ein jährlicher Bruttozubau von 2.900 MW vorgegeben. Um diesen Bruttozubau zu erreichen, werden Ausschreibungen durchgeführt. Für Wind auf See sieht der Ausbaupfad eine Steigerung der installierten Leistung auf 15 GW im Jahr 2030 vor. Für den Zubau bis 2025 wurden im Jahr 2017 und 2018 zwei Ausschreibungen von insgesamt 3.100 MW durchgeführt. Bei Photovoltaik ist ein Bruttozubau von jährlich 2.500 MW als Ziel festgelegt. Die Bundesregierung strebt eine Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Stromsektor auf etwa 65 Prozent an im Lichte der Herausforderungen einer besseren Synchro-

nisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Abhängig von den weiteren politischen Entscheidungen zu dieser Frage sind die technologiespezifischen Ausbaupfade zu überprüfen (vgl. Tabelle A6). Für Biomasseanlagen sieht das EEG 2017 Ausschreibungen von 150 MW pro Jahr bis 2019 und von 200 MW pro Jahr zwischen 2020 und 2022 vor.

Ab 2021 werden viele ältere EEG-Anlagen nach ihrer 20-jährigen Vergütungsdauer keine Vergütung mehr erhalten. Es wird aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen zu einem Rückbau oder einem Repowering von Altanlagen kommen. Dies trifft bereits ab den frühen 2020er Jahren in großem Umfang auf Windenergie an Land, ab 2025 auch auf Biomasse zu. Unter Berücksichtigung des Rückbaus wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030 in einer Größenordnung von ungefähr 300 TWh liegen. Mindestens die Hälfte des Bruttostromverbrauchs von Deutschland wird dann durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Um einen zusätzlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten, werden im EEG 2017 zusätzlich ab dem Jahr 2019 Sonderausschreibungen durchgeführt. Insgesamt sollen bis 2021 je 4 Gigawatt Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land zusätzlich ausgeschrieben werden. Je nach konkreter Umsetzung der Projekte werden diese bereits 2020 oder in den Folgejahren wirksam. Die Ausschreibungsmengen werden nicht auf den bestehenden 52-Gigawatt-Deckel für Solaranlagen angerechnet. Die Sonderausschreibungen sind Bestandteil des sogenannten Energiesammelgesetzes (Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 05. November 2018).

Zudem ist angestrebt, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gemäß Koalitionsvertrag bis 2030 auf etwa 65 Prozent erhöht wird. Hierfür wäre in Abhängigkeit des Bruttostromverbrauchs eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischen 360 und 400 TWh bzw. eine installierte Leistung erneuerbarer Energien zwischen 180 und 220 GW und somit ein deutlicher Anstieg des Ausbaus erneuerbarer Energien erforderlich. Die Herausforderung besteht in einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019–2030 wird geprüft, welche Maßnahmen im Übertragungsnetz umgesetzt werden müssen, um die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze hierfür sicherzustellen.

Wärme und Kälte

Die technologiespezifischen Zielpfade (indikative Ausbaupfade) sind abhängig von unterlegten Maßnahmen und müssen daher nachgereicht werden.

Verkehr

Die technologiespezifischen Zielpfade (indikative Ausbaupfade) sind abhängig von der nationalen Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und den unterlegten Maßnahmen und müssen nachgereicht werden. Im Verkehrssektor wird die Bundesregierung die Vorgaben der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie umsetzen. Dies beinhaltet die Verpflichtung für Inverkehrbringer von Kraftstoffen, den Anteil der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor auf mindestens 14 Prozent bis 2030 zu steigern. Zur Berechnung des Anteils sind folgende Multiplikatoren vereinbart worden: erneuerbarer Strom in der Elektromobilität mit Faktor 4, im Schienenverkehr mit Faktor 1,5, im Luft- und Seeverkehr mit Faktor 1,2 und für fortschrittliche Biokraftstoffe ein Faktor 1 oder 2, der national gewählt wird. Der Anteil der Biokraftstoffe erster Generation darf 7 Prozent nicht übersteigen.

In Deutschland soll der Anteil der Biokraftstoffe erster Generation bis zu 5,3 Prozent betragen. Der Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe soll hingegen bis 2030 auf einen energetischen Anteil zwischen mindestens 1,75 Prozent (doppelte Anrechnung) und 3,5 Prozent (einfache Anrechnung) ansteigen. Darüber hinaus soll die Gesamtquote durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen in der Elektromobilität und Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Schienenverkehr umgesetzt werden. Die technologiespezifischen Anteile für erneuerbare Energien im Verkehrssektor werden im finalen NECP adressiert.

Die Mindest-Vorgaben der EU für konventionelle Biokraftstoffe und neue erneuerbare Technologien reichen zusammen allerdings nicht aus, um die Energie- und Klimaziele der Bundesregierung im Verkehrssektor oder auch die europäischen Vereinbarungen zu den Non-ETS-Sektoren erfüllen zu können. Daher ist die Diskussion über eine ambitioniertere nationale Umsetzung der RED II sinnvoll.

Auch die Koalitionsparteien haben im Koalitionsvertrag für die 19. Legislaturperiode vereinbart, die richtigen Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Mobilität zu setzen.

2.1.2.iv. Erwartete Zielpfade für die Bioenergienachfrage, aufgeschlüsselt nach Wärme, Strom und Verkehr, und für das Biomasseangebot nach Rohstoffen und Ursprung (differenziert nach inländischer Erzeugung und Einfuhren); in Bezug auf forstwirtschaftliche Biomasse eine Bewertung ihrer Quelle und ihrer Auswirkung auf LULUCF-Senken

Das nachhaltige, für die energetische Nutzung im Inland verfügbare Biomasseangebot ist im Hinblick auf einzuhaltende Nachhaltigkeitsaspekte noch zu beziffern. Das Potenzial für die energetische Nutzung von Bioenergie liegt künftig überwiegend in einer effizienten Nutzung von Abfall und Reststoffen unter Beachtung der Nutzungskaskade. Zu vermeiden sind nachteilige Klimaschutz-Effekte durch Importe in potenziellen Herkunftsländern.

Im Stromsektor sinkt die Nutzung von Biomasse, während sie im Wärme- und Kälte- sowie im Verkehrssektor bis 2030 ansteigt. Die Nutzung von Biomasse im Stromsektor sinkt, weil sie dort im Vergleich mit anderen Technologien wie Windenergie und Photovoltaik ein relativ kostenintensiver erneuerbarer Energieträger ist. Dies gilt insbesondere für die Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen und auch unter Berücksichtigung der Bereitstellung von regelbarer Leistung bzw. Flexibilität. Der energetische Einsatz von Biomasse im Luft-, See- und Schwerlastverkehr, in Hochtemperaturprozessen in der Industrie sowie in schwer dämmbaren Gebäuden ist eine Option, um die nationalen Klimaschutzziele kosteneffizient zu erreichen. Alternativ stellen auch synthetische Kraftstoffe eine Option zur Treibhausgasreduktion dar, überwiegend allerdings zu höheren Kosten.

2.1.2.v. Etwaige andere nationale – auch langfristige und sektorspezifische – Zielpfade und Ziele (z. B. Anteil der erneuerbaren Energie an der Fernwärmeerzeugung, Nutzung erneuerbarer Energie in Gebäuden, Erzeugung von erneuerbarer Energie durch Städte, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Eigenverbraucher von Energie aus erneuerbaren Quellen, aus bei der Abwasseraufbereitung anfallendem Klärschlamm gewonnene Energie)

Anteil von erneuerbarer Energie in Wärme- und Kältenetzen

Der Anteil von erneuerbarer Energie in Wärme- und Kältenetzen soll weiter gesteigert werden. Die bislang positive Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energie in Wärme- und Kältenetzen soll durch finanzielle Anreize, aber auch rechtlichen Maßnahmen weiter verfolgt werden. Nähere Ausführungen dazu siehe Kapitel 3.1.2. Auf europäischer Ebene besteht laut Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie eine Verpflichtung für die Mitgliedstaaten, von 2020 bis 2030 in Wärmenetzen eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien um jährlich 1 Prozent anzustreben. Dieses Ambitionsniveau wird auch im NECP übernommen. Für 2021 wird deshalb ein Anteil von ca. 21 Prozent, für 2025 von 25 Prozent und für 2030 von 30 Prozent erwartet.

Tabelle A8: Indikativer Ausbaupfad für den Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen*

2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
21 %	22 %	23 %	24 %	25 %	26 %	27 %	28 %	29 %	30 %

* Zielpfad basiert auf EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Nutzung erneuerbarer Energie in Gebäuden

Um die energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen, muss im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 laut „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ je nach Transformationspfad ein Anteil erneuerbarer Energie von 25 – 35 Prozent erreicht werden. Der Pfad ist abhängig von den unterlegten Maßnahmen, die im Rahmen nationaler Prozesse im Gebäudebereich zu entwickeln sind.

2.2. Dimension Energieeffizienz

2.2.i. Die in Artikel 4 Buchstabe b genannten Elemente

Nationale Beiträge zum Unionsziel 2030

Auf europäischer Ebene haben sich die Mitgliedstaaten mit dem Europäischen Parlament und der Europäischen Kommission im Juni 2018 (formelles Inkrafttreten Ende 2018) darauf geeinigt, den energetischen Anteil des Primärenergieverbrauchs in 2030 um 32,5 Prozent gegenüber dem für das Jahr 2030 prognostizierten Verbrauchswert zu reduzieren und dies in der Neufassung der EU-Richtlinie zur Energieeffizienz (Energy Efficiency Directive – EED) verankert. Zur Erreichung dieses Ziels müssen die Mitgliedstaaten nationale indikative Beiträge melden. Grundlage für die Bemessung des nationalen Beitrags zur Erreichung des Unionsziels ist das in dieser Legislaturperiode bestätigte nationale Ziel aus dem Energiekonzept 2010. Danach soll der Primärenergieverbrauch (PEV) bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden. Die dazu erforderlichen Maßnahmen und ein deutscher Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel 2030 werden im Rahmen einer Energieeffizienzstrategie des Bundes im Jahr 2019 erarbeitet und beschlossen. Darauf aufbauend wird entsprechend der Governance-Verordnung auch ein indikativer Zielpfad aufgestellt.

Linear abgeleitet aus den bestehenden Zielen berechnet sich für 2030 eine nationale Zielgröße des Primärenergieverbrauchs auf Grundlage der Zahlen von Eurostat von rund 230 Mtoe, was einer Verbrauchsminderung von 30 Prozent gegenüber 2008 entspricht. Legt man aktuelle Daten von Primes 2016 zugrunde, entspräche dies auch einem „durchschnittlichen“ Beitrag Deutschlands für die Erreichung des EU-Ziels von mindestens 32,5 Prozent.

Kumulierte Energieeinsparungen gemäß Artikel 7 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Energy Efficiency Directive – EED)

Das vorläufig kumulierte Einsparziel gemäß Artikel 7 Absatz 1 Satz 1 Buchstabe b) der Energieeffizienzrichtlinie beläuft sich auf Grundlage der derzeit verfügbaren statistischen Daten für den Zeitraum 2021 bis 2030 auf 4045,8 PJ bzw. 96,6 Mtoe. Es wird auf Anhang II gemäß der Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz zur Mitteilung von Maßnahmen und Methoden zur Durchführung von Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU verwiesen. Diese Mitteilung ist am Ende dieses Entwurfs vorzufinden. Dabei ist die Berechnungsgrundlage für die Bestimmung des Einsparziels gemäß Artikel 7 Absatz 1 Satz 1 Buchstabe b) der Energieeffizienzrichtlinie vorläufig. Sie basiert hilfsweise auf dem durchschnittlichen jährlichen Endenergieverbrauch der Jahre 2016 und 2017 in der Bundesrepublik Deutschland (auf Grundlage der nationalen Energiebilanz). Für den endgültigen NECP, der Ende 2019 vorliegen muss, werden die vorläufigen Werte gemäß Vorgaben unter Nummer 1 (a) des Annex II der Governance-Verordnung so weit wie möglich aktualisiert.

Langfristige Renovierungsstrategie gemäß Artikel 2a der Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

Der Gebäudebereich spielt eine zentrale Rolle bei der Energiewende. In Deutschland lag der Anteil des gebäuderelevanten Endenergieverbrauchs am gesamten Energieverbrauch im Jahr 2015 bei insgesamt 35,3 Prozent. Der größte Teil davon entfiel auf die privaten Haushalte, gefolgt vom Gewerbe- und Dienstleistungssektor und der Industrie. Der Endenergieverbrauch in Gebäuden betrug im Jahr 2015 rund 3.069 PJ. Der Primärenergiebedarf betrug im Jahr 2015 3.685 PJ. Grundlage der nationalen langfristigen Gebäuderenovierungsstrategie bilden die Beschlüsse des Energiekonzepts 2010, in dem die Bundesregierung erstmals das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands für das Jahr 2050 festgelegt hat. Dies entspricht einer Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs um 80 Prozent auf rund 880 PJ gegenüber knapp 4.400 PJ im Basisjahr 2008.

Mit der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) von 2015 hat die Bundesregierung ergänzend zu diesem Ziel eine nationale Gebäudestrategie aufgesetzt. Die ESG zeigt auf, wie das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands 2050 durch eine Kombination aus Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Für den Weg hin zum Einsparziel 2050 wird in der ESG ein Lösungskorridor aus Energieeffizienzsteigerung und erneuerbaren Anteilen am Energieverbrauch aufgezeigt, innerhalb dessen sich aus heutiger Sicht und mit dem heutigen Stand des Wissens die Umsetzung bis 2030 und bis 2050 bewegen wird. Je nach Szenario prognostiziert die ESG eine

Reduktion des Endenergieverbrauchs bis etwa zur Halbierung sowie einen Anteil erneuerbarer Energien von etwa 60 bis 70 Prozent am verbleibenden Endenergieverbrauch. Bezogen auf das Jahr 2030 bedeutet dies, dass der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf um 55 Prozent auf etwa 2.000 PJ (vgl. 2008 knapp 4.400 PJ) zu reduzieren wäre.

Im Klimaschutzplan 2050 wird die Strategie der Bundesregierung „Klimafreundliches Bauen und Wohnen“ als Teil des Kapitels „Klimaschutz im Gebäudebereich“ dargelegt. Sie baut auf der ESG sowie den Ergebnissen des „Bündnisses für bezahlbares Bauen und Wohnen“ auf, führt das klimafreundliche Bauen und Wohnen mit weiteren Fragestellungen des Wohnens, der Quartiers- und Stadtentwicklung sowie des nachhaltigen Bauens zusammen. Auch das CO₂-Minderungsziel für den Gebäudebereich für 2030, das 2016 von der Bundesregierung beschlossen wurde, entspricht der ESG. Insgesamt zeigt die ESG, dass das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 ambitioniert, aber erreichbar ist, unter der Voraussetzung, dass neue und wirksame Maßnahmen und Instrumente aufgesetzt und erfolgreich umgesetzt werden (siehe Kapitel 3.2.). Die hier mit dem NECP vorgelegte langfristige Renovierungsstrategie ist die weitere Umsetzung der ESG.

Des Weiteren sind gemäß Artikel 2a der novellierten Richtlinie zur Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy Performance of Buildings Directive – EPBD) eine Reihe von neuen Vorgaben auf EU-Ebene vorgesehen, an deren Umsetzung die Bundesregierung arbeitet.

2.2.ii. Die Richtwerte für 2030, 2040 und 2050, innerstaatlich festgelegte messbare Fortschrittsindikatoren, eine nachweisgestützte Schätzung der erwarteten Energieeinsparungen und weiter reichenden Vorteile und ihre Beiträge zu den Energieeffizienzvorgaben der Union gemäß den Fahrplänen der Strategien für die langfristige Renovierung des nationalen Bestands an öffentlichen und privaten Wohn- und Nichtwohngebäuden gemäß Artikel 2a der Richtlinie 2010/31/EU

Indikative Meilensteine bzgl. der Fortschrittsindikatoren aus der langfristigen Renovierungsstrategie nach Artikel 2a, Absatz 2 EPBD

Tabelle A9: Indikative Meilensteine zur langfristigen Renovierungsstrategie*

	2030	2040	2050
THG-Emissionen inkl. Vorketten (Mio. t THG-Äq.)	152–153	nicht berechnet	55–57
Endenergieverbrauch (PJ)	2.453–2.757	1.966–2.465	1.597–2.243
Nicht-erneuerbarer Primärenergieverbrauch (PJ)	1.997–2.008	1.299–1.309	827–840
Nutzungsquote erneuerbarer Energien (nur direkte Nutzung; endenergetisch)	24–32 %	30–43 %	34–50 %

* Zielpfad basiert auf Energieeffizienzstrategie Gebäude, direkte Emissionen inklusive Vorketten im Gebäudesektor für Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte (Wohn- und Nichtwohngebäude) sowie für Beleuchtung bei Nichtwohngebäuden

Zu renovierende Gesamtfläche/zu erzielende Energieeinsparung gemäß Artikel 5 der EU-Energieeffizienzrichtlinie am Beispiel von öffentlichen Gebäuden

Artikel 5 der EED (2012/27/EU) fordert die Mitgliedstaaten auf, Gebäude der Zentralregierung auf das energetische Niveau der nationalen Mindestanforderungen zu bringen. Dabei sollen jährlich mindestens 3 Prozent des Gebäudebestandes, der diese Mindestanforderungen nicht erfüllt, saniert werden. Alternativ können andere Maßnahmen ergriffen werden, die zu einem vergleichbaren Umfang an Energieeinsparungen führen. Über die zu renovierende Gesamtfläche oder die gleichwertigen jährlich zu erzielenden Energieeinsparungen soll gemäß Artikel 4, Absatz 4 der vorläufigen Endfassung der GOV auch für den Zeitraum 2021 bis 2030 berichtet werden. Eine Ermittlung dieser zu erzielenden Einsparungen wäre nach der Methodik des BBSR-Berichtes II7-01-10-01-2017 denkbar. Für das Monitoring der erzielten Einsparungen wird eine geeignete Systematik entwickelt.

2.2.iii. Etwaige weitere nationale Ziele, einschließlich langfristiger Vorgaben oder Strategien und sektorspezifischer Vorgaben, und nationale Ziele auf Gebieten wie Energieeffizienz im Verkehr und in Bezug auf die Wärme- und Kälteerzeugung

Verkehr

Im Energiekonzept 2010 wurde beschlossen, den Endenergieverbrauch im Verkehr bis 2020 um rund 10 Prozent und bis 2050 um rund 40 Prozent gegenüber 2005 zu senken. Zudem hat die Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 beschlossen, dass das Verkehrssystem in Deutschland im Jahr 2050 nahezu unabhängig von Kraftstoffen mit fossilem Kohlenstoff und somit weitgehend treibhausgasneutral sein soll.

Wärme und Kälte

Für den Gebäudebereich ist im Energiekonzept das Ziel des nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis zum Jahr 2050 definiert, das durch die Energieeffizienzstrategie Gebäude operationalisiert wird.

2.3. Dimension Sicherheit der Energieversorgung

2.3.i. Die in Artikel 4 Buchstabe c genannten Elemente

Energieversorgungssicherheit ist Teil des Zieldreiecks der Energiewende (siehe Abbildung A1). Qualitativ bedeutet das Ziel Versorgungssicherheit, dass die Energienachfrage in Deutschland in jedem Bereich zu jeder Zeit gedeckt werden kann. Quantitative Ziele sind hierbei nicht unterlegt. Grundsätzlich wirken aber auch die unter 2.1. und 2.2. beschriebenen Ziele (sowie die im Kapitel 3.3. dargestellten Maßnahmen dazu) stabilisierend auf die Versorgungssicherheit, da durch heimisch produzierte erneuerbare Energien und durch verbesserte Energieeffizienz der Bedarf an zumeist importierten (über 70 Prozent des Primärenergiebedarfs Deutschlands wird durch importierte Energieträger gedeckt) und begrenzt vorhandenen Energieträgern verringert wird.

Im Hinblick auf die Bewältigung von Einschränkungen und Unterbrechungen bei der Lieferung von Energieträgern besteht in der Europäischen Union ein konkreter Rahmen, der fortlaufend weiterentwickelt wird. Dieser gibt vor, wie sich die jeweiligen Mitgliedsländer in Krisensituationen aufstellen müssen. Das betrifft sowohl eine Unterbrechung der Erdölversorgung als auch der Gas- und Stromversorgung. Zentrale Vorgaben zur Versorgungssicherheit werden im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) geregelt.

Erdgas

Erdgas ist nach wie vor ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung Deutschlands und der Europäischen Union. Eine größere Versorgungsstörung kann demzufolge Deutschland, aber auch die Mitgliedstaaten treffen und große Schäden verursachen. Daher soll die Widerstandsfähigkeit gegenüber Versorgungskrisen erhalten und – wo erforderlich – weiter erhöht werden, um die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen noch stärker zu senken und Maßnahmen zur Vorsorge zu gewährleisten für den Fall einer Verschlechterung der Versorgungslage. In Deutschland ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung primär eine Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Allen in Deutschland operierenden Gasversorgungsunternehmen wurden klar festgelegte gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen für die Versorgung der Bevölkerung und der geschützten Kunden im Besonderen auferlegt:

- Gemäß §§ 1 und 2 EnWG haben sie die Aufgabe, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Gasversorgung für die Allgemeinheit sicherzustellen.
- Gemäß § 15 EnWG müssen die Fernnetzbetreiber die Stabilität des Netzes sicherstellen. Hierzu stehen ihnen die in § 16 EnWG genannten Instrumente zur Verfügung.
- Gemäß § 53a EnWG haben die Gasversorgungsunternehmen auch im Falle einer teilweisen Unterbrechung der Versorgung mit Erdgas oder im Falle außergewöhnlich hoher Gasnachfrage besonders den Kundenkreis der „geschützten Kunden“ mit Erdgas zu versorgen, „solange die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen zumutbar ist.“

Auf dieser Basis haben grundsätzlich die Unternehmen, insbesondere die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Betreiber von Gasverteilnetzen (VNB), die Aufgabe, Gefährdungen oder Störungen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Um die bestmögliche Vorbereitung sicherzustellen und eine Störung der Gasversorgung zu verhindern bzw. ihre Folgen zu mindern, erstellen die zuständigen Behörden einer bestimmten Risikogruppe nach Anhörung der Interessenträger dazu auch Präventions- und Notfallpläne. Diese sind in Artikel 8, 9 und 10 der EU-Verordnung Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (vorher: Artikel 4, 5 und 10 der EU-Verordnung Nr. 994/2010) vorgesehen. Diese sind so konzipiert, dass sie die Bewältigung nationaler Risiken unter voller Ausschöpfung der Vorteile der regionalen Zusammenarbeit ermöglichen. Die Pläne sind technischer und operativer Art, um das Auftreten oder die Verschärfung eines Notfalls zu verhindern oder dessen Folgen einzudämmen und die Sicherheit der Stromsysteme zu berücksichtigen. Weitere Ausführungen dazu erfolgen in Kapitel 3.3. zu Maßnahmen und Strategien.

Erdöl

Die deutsche Ölkrisenvorsorge ist sowohl innerhalb der Europäischen Union als auch supranational im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) eingebettet. Seitens der EU und der IEA bestehen Vorgaben für die deutsche Ölkrisenvorsorge, die zentral durch das Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG) und das Mineralödatengesetz in nationales Recht umgesetzt wurden. Sie sind in Deutschland die gesetzlichen Grundlagen für eine umfassende Bevorratung von Erdöl und Erdölerzeugnissen zum Zwecke der Krisenvorsorge. Dementsprechend werden in Deutschland Mineralölvorräte an Rohöl, Benzin, Diesel, extra leichtflüssigem Heizöl (HEL) und dem Kraftstoff JET A-1 im Umfang von 90 Tagen Nettoimporten vorgehalten. Die Sicherstellung der ordnungsgemäßen Erdölbevorratung erfolgt durch den Erdölbevorratungsverband, eine Körperschaft des öffentlichen Rechts. Im Fall einer Versorgungskrise arbeiten BMWi, das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und der Erdölbevorratungsverband (EBV) einschließlich der Koordinierungsgruppe Versorgung (KGV), eine Gruppe, in der die Mineralölwirtschaft vertreten ist, entsprechend festgelegter Verfahren zusammen, um im Krisenfall die Bestände des EBV freizugeben.

Strom

Deutschland hat eine sichere Stromversorgung und zählt, zusammen mit Dänemark, zu den Ländern mit dem sichersten Versorgungssystem in der EU (Council of European Energy Regulators – CEER, 2016). Durch die geographische Lage Deutschlands ist eine stabile Stromversorgung für den gesamten europäischen Binnenmarkt zentral.

Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage auch in Knappheitszeiten und damit die Stromversorgungssicherheit wird in Deutschland in erster Linie durch den Strommarkt 2.0 gewährleistet. Durch die Einbindung in die europäischen Strommärkte trägt auch der grenzüberschreitende Stromaustausch zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Die benötigten Kapazitäten sollen sich dabei primär über die Marktmechanismen refinanzieren. Anstelle eines Kapazitätsmarkts sichert eine Kapazitätsreserve den Strommarkt 2.0 zusätzlich ab (siehe auch Kapitel 2.4.3.ii.).

Darüber hinaus ist, ebenso wie im Gas- und Ölbereich, in Deutschland die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität primär eine Aufgabe der in der Stromversorgung tätigen Unternehmen. Folgende nationale Vorgaben an die Unternehmen bestehen:

- Gemäß §§ 1 und 2 EnWG haben sie die Aufgabe, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Elektrizitätsversorgung für die Allgemeinheit sicherzustellen.
- Gemäß § 13 EnWG haben die Betreiber von Übertragungsnetzen die Systemverantwortung inne. Hierzu stehen ihnen die in § 13 EnWG genannten netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Verfügung.
- Gemäß § 14 EnWG stehen den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechende Maßnahmen wie den Betreibern von Übertragungsnetzen bereit. Sie müssen dabei Maßnahmen des Betreibers von Übertragungsnetzen oder eines vorgelagerten Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen, in dessen Netz sie eingebunden sind, nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen unterstützen.

Die europäischen Vorgaben zur Risikovorsorge spielen auch im Strombereich eine zunehmend wichtige Rolle. Am 30. November 2016 hat die Europäische Kommission im Rahmen des Maßnahmenpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ einen Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der EU-Richtlinie 2005/89/EG – COM (2016) 862 – vorgelegt. Mit der Verordnung werden die Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten im Bereich Krisenvorsorge verbessert, Auswirkungen von Stromversorgungskrisen in der EU begrenzt, Verfahren zur Unterstützung der Mitgliedstaaten untereinander festgelegt und Transparenz bei der Krisenvorsorge erhöht. Die Trilogverhandlungen konnten am 22. November 2018 erfolgreich abgeschlossen werden.

Kohle

Für Steinkohle gibt es einen funktionierenden internationalen Markt. Braunkohle ist ein heimischer Energieträger in Deutschland. Die zukünftige Rolle von Kohle als Energieträger zur Verstromung wird aktuell in der nationalen Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung diskutiert (siehe Kapitel 1.2. und 2.4.). Aus diesem Grund gibt es im Maßnahmenkapitel 3.3. zur Versorgungssicherheit keine Ausführungen zum Energieträger Kohle.

2.3.ii. Nationale Ziele für die stärkere Diversifizierung der Energiequellen und Energieversorgung aus Drittstaaten, damit die regionalen und nationalen Energiesysteme widerstandsfähiger werden

Die Bundesregierung achtet permanent auf eine angemessene Diversifizierung der deutschen Energieversorgung. Sie beobachtet die Entwicklung der Energieversorgung kontinuierlich und berichtet darüber in ihren Monitoringberichten nach § 51 des Energiewirtschaftsgesetzes EnWG. Danach liegt der Stromversorgung in Deutschland ein relativ breiter Erzeugungsmix zwischen den Energieträgern zugrunde, der das Risiko eines Versorgungsengpasses einzelner Energieträger weitgehend minimiert. Für die deutsche Gasversorgung ist die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege eine wesentliche Säule. Die Gaswirtschaft unternimmt intensive Anstrengungen, die Erdgasinfrastruktur (Leitungen und Speicher) auszubauen und den Erdgasbezug weiter zu diversifizieren.

Erdgas/Erdöl

Zur Versorgung des deutschen Marktes mit Erdgas stehen verhältnismäßig viele Einfuhrrouen zur Verfügung. Auch die angrenzenden Märkte können über verschiedene Wege Gas beziehen. Das bedeutet, dass sowohl für den deutschen Markt als auch für die benachbarten Märkte das Risiko von Versorgungsstörungen reduziert wird. Grenzüberschreitende Lastflüsse gibt es mit allen Nachbarstaaten, zudem kommen Gaslieferungen aus Russland und Norwegen über Pipelines zum Teil ohne Transit durch andere Länder. Deutschland verfügt über ein ausreichend gesichertes Ölpipelinennetz. Die Versorgung mit Öl folgt marktwirtschaftlichen Kriterien. Es gibt keinen staatlichen Regelungsbedarf. Die Erdgas- und Erdölwirtschaft stellt sicher, dass der Erdgas- und Erdölbezug ausreichend diversifiziert ist, und trifft Vorkehrungen, dass die Diversifizierung erhalten bleibt.

Kohle

Braunkohle wird in Deutschland vollständig inländisch gefördert. Die Versorgung kann als gesichert angesehen werden. Die Steinkohleimporte sind breit diversifiziert. Die Versorgungssicherheit mit Steinkohle wird aufgrund des liquiden Weltmarkts und der internationalen Angebotsstrukturen als hoch eingeschätzt.

Strom

Für Strom ist eine Erhöhung der sogenannten Interkonnektivität als Verhältnis von Grenzkuppelkapazitäten zu nationaler Höchstlast vorgesehen. Der Zielwert in 2030 für die Interkonnektivität als thermische Interkonnektorkapazität liegt bei 30 Prozent. Ausführungen dazu erfolgen in Kapitel 2.4.

2.3.iii. Etwaige nationale Ziele für die Verringerung der Abhängigkeit von Energieeinfuhren aus Drittstaaten, damit die regionalen und nationalen Energiesysteme widerstandsfähiger werden

Die Bundesregierung achtet kontinuierlich auf eine angemessene Diversifizierung der deutschen Energieversorgung (siehe hierzu 2.3.ia.).

2.3.iv. Nationale Ziele für die Erhöhung der Flexibilität des nationalen Energiesystems, insbesondere durch die Erschließung heimischer Energiequellen, Laststeuerung und Energiespeicherung

Wie bereits in Kapitel 2.1.2. dargelegt, verfolgt die Bundesregierung einen kontinuierlichen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch sowie in den Sektoren Strom, Wärme und Kälte und Verkehr. Die nationalen Ziele sind diesem Kapitel zu entnehmen.

Die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt und die zunehmende Elektrifizierung anderer Sektoren erfordert nachfrage- und angebotsseitige Flexibilität, um das fluktuierende Angebot aus Wind- und Sonnenstrom in Europa und Deutschland auszugleichen. Hierauf wird unter 2.4.3.ii. näher eingegangen.

2.4. Dimension Energiebinnenmarkt

2.4.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze

Deutschlands zentrales Anliegen ist es, den europäischen Binnenmarkt für Strom zu stärken. Je größer das Marktgebiet für Strom und je liquider der Handel mit Strom, desto einfacher, präziser und günstiger kann die schwankende Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom durch flexible Erzeuger und Verbraucher in ganz Europa ausgeglichen werden. Ein solches großes und liquides europäisches Marktgebiet ist wichtig, um eine europäische Energiewende kosteneffizient und versorgungssicher umzusetzen. Es ist auch wichtig, um die strukturelle Herausforderung zu meistern, dass in Europa die kostengünstigsten Standorte der Stromerzeugung und die Lastzentren des Stromverbrauchs oftmals geographisch weit auseinander liegen.

Um Strom jederzeit zwischen allen EU-Mitgliedstaaten handeln zu können, ist der Netzausbau zentral. Denn nur, wenn auf bilanziellen Handel echter Stromaustausch folgt, können sich die Mitgliedstaaten auf den Strom aus ihren Nachbarländern verlassen und ihre nationalen Energiewenden effizienter machen, indem sie weniger Erzeugung national zur Verfügung stellen. Der Netzausbau ist also das Rückgrat des europäischen Binnenmarktes für Strom, indem es den gehandelten Strom an die Mitgliedstaaten verteilt. Deutschland wird daher substantiell in den nationalen und grenzüberschreitenden Netzausbau investieren.

Europa braucht den Netzausbau und Deutschland braucht besonders viel davon. Denn Deutschland wird erneuerbare Energieträger auch künftig ausbauen und damit einen signifikanten Beitrag zum EU-2030-Ziel leisten. Außerdem fließt durch das deutsche Stromnetz nicht nur Strom von Nord- nach Süddeutschland, sondern aufgrund der zentralen geographischen Lage Deutschlands beispielsweise auch Strom von Süddeutschland nach Österreich oder von Dänemark nach Italien. Der Netzausbaubedarf stellt Deutschland vor besonders hohe Herausforderungen und die Bundesregierung geht diese entschieden an.

2.4.1.i. Das Maß der Verbundfähigkeit der Stromnetze, das der Mitgliedstaat bis 2030 unter Berücksichtigung der Stromverbundvorgabe für 2030 von mindestens 15 Prozent anstrebt, mit einer Strategie, bei der dieses Maß von 2021 an in enger Zusammenarbeit mit den betroffenen Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Verbundvorgabe für 2020 von 10 Prozent anhand folgender Indikatoren für die gebotene Dringlichkeit von Maßnahmen festgelegt wird:

1. Die Differenz bei den Großhandelspreisen zwischen den Mitgliedstaaten, Regionen oder Gebotszonen übersteigt einen Richtschwellenwert von 2 Euro/MWh.
2. Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 Prozent der Spitzenlast.
3. Die nominale Übertragungskapazität der Verbindungsleitungen beträgt weniger als 30 Prozent der installierten Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien.

Neue Verbindungsleitungen werden einer sozioökonomischen und ökologischen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen und dürfen nur dann gebaut werden, wenn der mögliche Nutzen die Kosten übersteigt.

Die Bundesregierung unterstützt grundsätzlich den Ausbau weiterer Interkonnektoren zu anderen Mitgliedstaaten im Interesse eines funktionierenden europäischen Binnenmarkts für Strom. Wegen der großen Bedeutung der Stromnetze für den europäischen Stromaustausch unterstützt Deutschland auch die EU-2030-Ziele für den Netzausbau.

Bei der Umsetzung der Ziele sind zwei Dinge wichtig: Erstens ist es durch die neuen Vorgaben der Artikel 13 und 14 der EU-Strommarktverordnung zentral, den nationalen und den europäischen Netzausbau zu koordinieren. So wird Deutschland in Zukunft den Ausbau von Interkonnektoren mit dem Ausbau der entsprechenden nationalen Netze synchronisieren. Zweitens wird bei den allgemeinen Zielen zur Stromverbundvorgabe der richtige Indikator gebraucht, der Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten hinsichtlich Geographie und Energiemix berücksichtigt. Dies bedeutet im Einzelnen:

Bei den allgemeinen Zielen zur EU-Stromverbundvorgabe ist auf installierte Erzeugungskapazität abzustellen (10 Prozent bis 2020, 15 Prozent bis 2030). In Deutschland wächst aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energieträgern die installierte Erzeugungskapazität überproportional zum Ausbau von Interkonnektoren. Vor diesem Hintergrund sind die drei differenzierten Indikatoren als Basis für Entscheidungen zum Ausbau der Interkonnektoren gemäß Artikel 4(d)(1) – (3) der Governance-Verordnung zentral. Durch Realisierung der bereits im Bau befindlichen und bis 2020 geplanten Interkonnektoren strebt Deutschland die Einhaltung dieser Indikatoren an, insbesondere die Anteile der Übertragungskapazität an der Spitzenlast sowie an der installierten Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien.

2.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur

Deutschland ist sich der Bedeutung des nationalen Netzausbaus für die Funktionsweise des europäischen Binnenmarkts für Strom bewusst. Die Bundesregierung geht deshalb den Netzausbau entschieden an. Bis zum Jahr 2030 sind substantielle Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der deutschen Stromnetze im Umfang von ca. 8.700 km geplant. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einem Investitionsbedarf von ca. 50 Milliarden Euro bis 2030. Dies sind Investitionen in den europäischen Binnenmarkt für Strom und den Wirtschaftsstandort Europa. Allerdings benötigen solche umfangreiche Investitionspläne ausreichend Zeit für ihre Umsetzung. Parallel erarbeitet die Bundesregierung daher einen Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen im Rahmen der Strommarkt-Verordnung, der netz-, erzeugungs- und redispatchbezogene Maßnahmen beinhaltet (siehe Abschnitt 3.4.3.i.).

Die folgenden Abschnitte erläutern die Pläne der Bundesregierung im Einzelnen.

2.4.2.i. Zentrale Vorhaben für die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsinfrastruktur sowie etwaige Modernisierungsvorhaben, die für die Verwirklichung der Ziele und Vorgaben im Rahmen der fünf Dimensionen der Strategie für die Energieunion notwendig sind

2.4.2.ii. Etwaige wichtige geplante Infrastrukturprojekte, die keine Vorhaben von gemeinsamem Interesse sind

Die Unterkapitel 2.4.2.i. und 2.4.2.ii. werden gebündelt dargestellt.

Für den Ausbau von Energieübertragungsinfrastruktur für Strom und Gas erstellen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 b EnWG für Strom und die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß 15 A EnWG für Gas in einem regelmäßigen Turnus neue Netzentwicklungspläne (NEP). Die Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas erfolgt in einem mehrstufigen Prozess, an dem Netzbetreiber und die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde maßgeblich beteiligt sind.

Stromübertragungsinfrastruktur

Die Bundesregierung hat auf Grundlage der Netzentwicklungspläne für insgesamt ca. 7.700 Leitungskilometer den vordringlichen Bedarf gesetzlich festgelegt (siehe unten), davon rund 1.000 km Interkonnektoren. Zusätzlich wurden im aktuellen NEP 2017 weitere 15 Netzausbauvorhaben für Strom mit einer Gesamtlänge von ca. 1.000 km bestätigt, davon 10 innerdeutsche Drehstromprojekte sowie 5 Interkonnektoren mit einer Gesamtlänge von ca. 250 km in Deutschland. Zusätzlich wurden 9 „Ad-hoc-Maßnahmen“ bestätigt, die bis 2023 installiert sein sollen und der kurzfristigen Optimierung des bestehenden Stromnetzes dienen.

Gesetzlich wurden bereits 2009 im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) Leitungen mit einer Gesamtlänge von 1.800 km beschlossen. Im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) wurden auf Grundlage vorangegangener NEPs Leitungen mit einer Gesamtlänge von 5.900 km gesetzlich beschlossen. Der Stand der BBPlG- und EnLAG-Vorhaben nach dem 2. Quartal 2018 sieht dabei wie folgt aus:

- Ausbauziele des Bundesbedarfsplangesetzes: Gesamtlänge von ca. 5.900 km; derzeit 600 km (rund 10 Prozent) genehmigt; 150 km (rund 3 Prozent) realisiert. 16 der 43 Vorhaben sind als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet. Von den 43 Vorhaben nach Bundesbedarfsplangesetz sind 9 PCI-Vorhaben (Nr. 2, 3, 4, 5, 8, 29, 30, 32, 33).
- Ausbauziele des Energieleitungsausbaugesetzes: Gesamtlänge ca. 1.800 km; derzeit 1.150 km (rund 64 Prozent der Gesamtlänge) genehmigt; 800 km (rund 45 Prozent) sind realisiert. Das Vorhaben Nr. 1 nach dem Energieleitungsausbaugesetz ist ebenfalls ein PCI-Vorhaben.

Vor diesem Hintergrund sieht der Koalitionsvertrag 2018 verstärkte Anstrengungen zum Ausbau der Stromnetze vor. Deutschland erarbeitet einen ambitionierten Maßnahmenplan, den Aktionsplan Stromnetz. Dieser beinhaltet zum einen Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus und zum anderen Maßnahmen zur besseren Auslastung und Optimierung des Bestandsnetzes. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) soll novelliert und vereinfacht werden. Für eine zeitgerechte Umsetzung aller Netzausbauvorhaben aus dem NEP ist ein regelmäßiges, transparentes und realistisches Monitoring von großer Bedeutung. Das vierteljährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Monitoring wird daher kontinuierlich weiterentwickelt und um ein vorausschauendes Controlling ergänzt.

Gasfernleitungsinfrastruktur

Der bedarfsgerechte Aus- und Umbau des Gasfernleitungsnetzes gemäß § 15 a EnWG wird durch den NEP für Gas bestimmt. Dieser wird in jedem geraden Kalenderjahr von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt. Die im NEP Gas 2016 – 2026 enthaltenen 113 Maßnahmen umfassen einen Leitungszubau von ca. 848 km.

2.4.3. Marktintegration

2.4.3.i. Nationale Ziele für andere Aspekte des Energiebinnenmarkts wie Erhöhung der Systemflexibilität, insbesondere im Zusammenhang mit der Förderung wettbewerbsbestimmter Strompreise gemäß den einschlägigen sektorspezifischen Rechtsvorschriften, Marktintegration und -kopplung zur Steigerung der handelbaren Kapazität bestehender Verbindungsleitungen, intelligente Netze, Aggregation, Laststeuerung, Speicherung, dezentrale Erzeugung, Mechanismen für die Einsatzplanung, Redispatch und Einspeisebeschränkung von Erzeugungsanlagen sowie Preissignale in Echtzeit, mit einem Zeitplan für die Verwirklichung der Ziele

2.4.3.ii. Etwaige nationale Ziele für die diskriminierungsfreie Einbeziehung der Energie aus erneuerbaren Quellen, der Laststeuerung und der Speicherung, auch mithilfe von Aggregation, auf allen Energiemärkten, einschließlich eines Zeitplans für die Verwirklichung der Ziele

2.4.3.iii. Etwaige nationale Ziele, um sicherzustellen, dass die Verbraucher am Energiesystem und an den Vorteilen der Eigenerzeugung und aus neuen Technologien, einschließlich intelligenter Stromzähler, teilhaben

Die Unterkapitel 2.4.3.i., 2.4.3.ii. und 2.4.3.iii. werden gebündelt dargestellt.

Ein großes, liquides Marktgebiet für einen effizienten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Um die Stromversorgung sicher und kostengünstig zu gewährleisten und gleichzeitig steigende Anteile erneuerbarer Energien in das Stromsystem zu integrieren, hat sich Deutschland für den Energy-Only-Markt und die einheitliche deutsche Gebotszone entschieden. Das große Marktgebiet ermöglicht es, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen. Die hohe Liquidität im Strommarkt hilft dabei, Angebot und Nachfrage auch bei fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien flexibel und effizient zusammenzuführen. Außerdem reduziert sie die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt. Einheitliche Großhandelspreise sorgen dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort durchsetzen. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems. Die einheitliche deutsche Gebotszone und ein großes europäisches Marktgebiet für Strom senken den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Dies verringert auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Die Bundesregierung ist der Überzeugung, dass der europäische Binnenmarkt für Strom und damit der Ausbau der Stromnetze der beste Weg zur Sicherstellung einer kosteneffizienten Stromversorgung ist. Die Schaffung lokaler Preissignale birgt hingegen die Gefahr, dass das Preissignal auf Basis der Merit-Order verwischt wird, welches sicherstellt, dass deutschlandweit die kosteneffizienten Kraftwerke zuerst Strom produzieren. Der Ausbau der Stromnetze kann jedoch aus Sicht der Bundesregierung flankierend mit anderen Lösungen für die Reduktion von Netzengpässen sorgen, wie etwa dezentralem Kraftwerksbau.

Die einheitliche deutsche Gebotszone und ein großes europäisches Marktgebiet für Strom senken den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Der Austausch von Strom zwischen den europäischen Staaten wird dabei immer wichtiger: Überregionale Synergien von Erzeugung und Verbrauch können genutzt werden, um das Stromsystem noch flexibler zu machen. Außerdem können europäische Kapazitäten so Versorgungssicherheit gemeinsam gewährleisten. Beides senkt die Gesamtkosten der Stromproduktion in Europa insgesamt.

Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr koppeln (Sektorkopplung)

Die Sektorkopplung, also die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, soll vorangetrieben werden, um die Sektoren Wärme und Verkehr weiter zu dekarbonisieren. Strom aus erneuerbaren Energien wird durch die Sektorkopplung daher auch in den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie eine zunehmende Rolle spielen. Deshalb sollen die Rahmenbedingungen für Sektorkopplung im Sinne eines level-playing-field für verschiedene Kraftstofftechnologien in diesen Sektoren verbessert werden.

Schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung

Für die Modernisierung der Energieversorgung in Deutschland zeichnet das Energiekonzept den Weg vor: Wie in Kapitel 2.1. geschildert, sollen bis 2050 die Treibhausgasemissionen um 80–95 Prozent im Vergleich zu 1990 sinken (weitgehend treibhausgasneutral) und der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Der Einsatz fossiler Brennstoffe im Kraftwerkspark soll deutlich zurückgehen, so dass Strom im Jahr 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert erzeugt werden kann. Die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung wird dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Zu dieser Frage hat die Bundesregierung eine Kommission eingesetzt, die ein Aktionsprogramm erarbeiten soll, mit dem die deutschen Klimaziele im Energiesektor erreicht, die Kohleverstromung schrittweise beendet und der Strukturwandel begleitet werden (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ siehe Kapitel 3.1.1., 3.4.3.).

Die Strommärkte stärker koppeln

Die verstärkte Kopplung des deutschen Strommarkts mit den angrenzenden Märkten ist ein zentraler Schritt zur Verwirklichung der Energieunion und der europäischen Marktintegration. Das europäische Zielmodell einer harmonisierten Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead- und Intraday-Handel gibt dabei mit ihren Leitlinien für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement die Richtung vor.

Netzengpässe reduzieren

Auf EU-Ebene sehen die Vorschläge von Europäischem Parlament und Rat zur Strommarktverordnung vor, dass die Mitgliedstaaten ihre internen strukturellen Engpässe abbauen. Der Strom-Transportbedarf im deutschen Übertragungsnetz wird mindestens bis zur Fertigstellung der großen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) weiter ansteigen und Netzengpässe vermehrt auftreten. Ein Grund dafür ist die fortschreitende geographische Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Ein großer Teil der Lastzentren befindet sich im Süden und Westen Deutschlands, während neue Windkraftanlagen überwiegend im Norden und Osten Deutschlands entstehen. Gleichzeitig werden im Zuge des Kernenergieausstiegs Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt. Durch seine geographische Lage zwischen den skandinavischen Strommärkten mit vergleichsweise niedrigen Preisen und den west- bzw. südeuropäischen Ländern mit vergleichsweise hohen Strompreisen ist Deutschland zudem eine Drehscheibe des internationalen Stromhandels: Deutschland exportiert häufig marktgetrieben in seine südlichen Nachbarländer.

Durch die geplanten EU-Bestimmungen zur Öffnung der Interkonnektoren (Artikel 14 Strommarktverordnung) wird der grenzüberschreitende Stromhandel und damit der Transportbedarf erhöht, indem interne Netzengpässe und Ringflüsse bei der Kapazitätsvergabe auf Grenzakupelleitungen künftig nur noch stark eingeschränkt berücksichtigt werden dürfen. Die Bestimmungen ermöglichen dabei eine schrittweise Öffnung von Interkonnektoren auf ein bestimmtes Niveau bis Ende 2025. Netzengpässe und die damit verbundenen Redispatchmengen sollen daher auf ein verträgliches Maß begrenzt und die Auslastung der Stromnetze erhöht werden (siehe Aktionsplan Stromnetze in Abschnitt 3.4.2.i.).

2.4.3.iv. Nationale Ziele für die Sicherstellung der Angemessenheit des Elektrizitätssystems, falls anwendbar, und der Flexibilität des Energiesystems im Hinblick auf die Gewinnung von Energie aus erneuerbaren Quellen mit einem Zeitplan für die Verwirklichung der Ziele

Sicherstellung der Angemessenheit

Deutschlands Ziel ist es, den Strommarkt 2.0 funktionsfähig zu halten und Versorgungssicherheit in Europa gemeinsam zu gewährleisten. In Deutschland gewährleistet der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit. Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Dabei geht es nicht allein um Preisspitzen, sondern um langfristige Preissignale, die ein intakter Strommarkt 2.0 sendet. Die Refinanzierung von Kraftwerken, flexibler Nachfrage und weiteren Flexibilitäten funktioniert im Strommarkt 2.0 unter zwei Voraussetzungen: Erstens müssen sich die Strompreise am Markt weiterhin frei bilden; zweitens müssen Stromlieferanten starke Anreize dafür haben, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen, und finanziell bestraft werden, wenn sie dies nicht tun. Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit einem zusätzlichen Kapazitätsmarkt, denn Letzterer schafft Überkapazitäten, die nicht erforderlich sind. Im Wettbewerb setzen sich zudem die für die Integration der erneuerbaren Energien kostengünstigsten Lösungen durch. Eine Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt 2.0 ab. Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Ein Monitoring für Versorgungssicherheit sorgt für zusätzliche Sicherheit.

Europäische Kapazitäten gewährleisten Versorgungssicherheit gemeinsam. In einem großen, liquiden europäischen Marktgebiet können Synergien zwischen unterschiedlichen Standorten mit unterschiedlichen Produktionsbedingungen genutzt werden. So kann effizient auf Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch reagiert werden und die Gesamtkosten der Stromproduktion sowie der Bedarf an Kapazitäten verringern sich. Voraussetzung hierfür ist, dass Versorgungssicherheit europäisch – und nicht mehr nur national – betrachtet wird, dass auch in Knappheitssituationen ausreichend Kapazitäten im gemeinsamen Binnenmarkt zur Verfügung stehen und dass der Strom über die Grenzen hinweg tatsächlich transportiert werden kann.

Sicherstellung von Flexibilität

Die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt und die zunehmende Elektrifizierung anderer Sektoren erfordert nachfrage- und angebotsseitige Flexibilität, um das fluktuierende Angebot aus Wind- und Sonnenstrom in Europa und Deutschland auszugleichen. Die Bundesregierung zielt auf ein flexibles Stromsystem ab, das aus gut ausgebauten Stromnetzen sowie flexiblen Kraftwerken und Verbrauchern besteht. Auch Speicher sollen dort, wo sie sinnvoll sind, eine Rolle spielen. Die Anforderung an die Flexibilität des Strommarkts ist vor dem Hintergrund, dass das EU-2030-Ziel für erneuerbare Energien auf mindestens 32 Prozent angehoben wurde, noch dringlicher geworden. Denn damit wird der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor in der EU auf fast 50 Prozent 2030 ansteigen.

2.4.3.v. Etwaige nationale Ziele für den Schutz der Energieverbraucher und zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Energie-Endkundenbranche

In Deutschland ist der Wettbewerb unter den Anbietern im Energieendkundensektor hoch. Ziel ist es, die hohe Wettbewerbsintensität auf dem Strom- und Gasendkundenmarkt zu erhalten. Basis dafür sind die wettbewerbliche Preisbildung und die Marktliberalisierung. Soweit dies sachgerecht erscheint, entwickelt die Bundesregierung den Rechtsrahmen zum Schutz von Haushaltskunden systematisch weiter. Beispielsweise soll der Verbraucherschutz in Umsetzung der noch in Abstimmung befindlichen EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie durch Erhöhung der Transparenz weiter gestärkt werden.

Nähere Ausführungen zum Schutz der Energieverbraucher und Wettbewerbsfähigkeit des Endkundenmarktes sind in Teil 3.4.3.iv. enthalten.

2.4.4. Energiearmut

2.4.4.i. Etwaige nationale Ziele im Hinblick auf Energiearmut mit einem Zeitplan für die Verwirklichung der Ziele

Für Deutschland ist wichtig, dass Energie auch im Zuge der Energiewende bezahlbar bleibt. Deswegen zielt die Bundesregierung darauf ab, die Bezahlbarkeit für alle Bürgerinnen und Bürger sicherzustellen. Einen wichtigen Beitrag dazu kann Energieeinsparung leisten. Nicht zuletzt ist Bezahlbarkeit ein Element des Zieldreiecks der deutschen Energiewende (siehe Kapitel 1.1.), auf das im aktuellen Koalitionsvertrag auch erneut ausdrücklich Bezug genommen wird.

Die Bundesregierung verwendet den Begriff der „Energiearmut“ nicht als eigenständigen Begriff. Vielmehr verfolgt sie zur Armutsbekämpfung im Sozialrecht einen umfassenden Ansatz, der sich nicht auf einzelne Bedarfselemente – wie Energie – konzentriert. Ist finanzielle Unterstützung zur Sicherung des Lebensunterhalts erforderlich, werden Leistungen der Mindestsicherungssysteme nach dem zweiten und zwölften Sozialgesetzbuch (Grundsicherung für Arbeitsuchende – SGB II und Sozialhilfe – SGB XII) gewährt. Hierunter fällt unter anderem der sogenannte Regelbedarf, der beispielsweise auch die Kosten für den allgemeinen Haushaltsstrom abdeckt. Aufwendungen für Heizenergie werden bei den Bedarfen für Unterkunft und Heizung in Höhe der angemessenen tatsächlichen Aufwendungen berücksichtigt. Darüber hinaus können auch Energieschulden in der Regel darlehensweise übernommen werden.

2.5. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

2.5.i. Nationale Ziele und Finanzierungsvorgaben für öffentliche und etwaige private Forschung und Innovation im Zusammenhang mit der Energieunion, gegebenenfalls mit einem Zeitrahmen, innerhalb dessen die Ziele verwirklicht werden sollten

Forschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien sind – ergänzend zum privatwirtschaftlichen Engagement – auch auf eine öffentliche Forschungsförderung angewiesen. Öffentliche Forschungsförderung soll von der Grundlagenforschung über die angewandte Forschung bis zum Technologie- bzw. Innovationstransfer in den Markt technologische Entwicklungen sowie Innovationsaktivitäten der Wirtschaft, von Forschungseinrichtungen und Hochschulen unterstützen und deren Zusammenarbeit vorantreiben. Als Kernelement der Energiepolitik orientiert sich die öffentlich geförderte Energieforschung an den politischen Zielen der Bundesregierung und adressiert große Herausforderungen der Energiewende. Zentraler forschungspolitischer Rahmen der Energieforschungsförderung in Deutschland ist ein ressortübergreifend formuliertes Energieforschungsprogramm der Bundesregierung als mehrjährig angelegtes Leitprogramm zur Abstimmung der Förderaktivitäten der verschiedenen beteiligten Ministerien. Das aktuelle 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurde im September 2018 verabschiedet. Es verfolgt folgende Ziele:

- **Die Energiewende voranbringen:** Das Kernziel der Forschungsförderung besteht darin, innovative, ganzheitliche Lösungen für die Herausforderungen der Energiewende zu entwickeln und rasch an den Markt zu führen. Dies soll durch einen breiten Förderansatz entlang der gesamten Energiekette und durch die besondere Fokussierung auf den Ergebnistransfer unterstützt werden. Dabei stehen neben den technischen auch die nicht-technischen Dimensionen der Energiewende wie gesellschaftliche Prozesse oder innovationsfreundliche Rahmenbedingungen sowie ihre Wechselwirkung im Fokus. Eine besondere Priorität haben innovative Technologien und Konzepte, die zu deutlichen Fortschritten bei der Effizienzsteigerung und der Integration erneuerbarer Energien in den Nachfragesektoren beitragen können. Dabei wird den komplexen Aufgaben im Wärmesektor (Raumwärme und Prozesswärme) ein hoher Stellenwert beigemessen.
- **Den Industriestandort stärken:** Die Forschungsförderung im Energiebereich leistet wichtige Beiträge zur Modernisierung der deutschen und europäischen Wirtschaft sowie zur Sicherung des Industriestandorts. Dabei geht es darum, neue Trends wie die Digitalisierung sinnvoll aufzugreifen, Technologiekompetenzen im Energiebereich zu erhalten und auszubauen sowie die Exportchancen für innovative Energietechnologien zu verbessern. Daher wird die Forschungsförderung auch an Technologien für die Weltmärkte, insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern, ausgerichtet. Dabei kommt der Aktivierung von Innovationspotenzialen in kleinen und mittelständischen sowie jungen Unternehmen eine besondere Rolle zu.
- **Gesamtgesellschaftliche Risikovorsorge:** Durch den technologieoffenen Programmansatz trägt die Energieforschung dazu bei, ein breites Spektrum an Technikooptionen für den Transformationsprozess im Energiebereich rechtzeitig zu entwickeln und für die Anwendung bereitzustellen. Dies schafft die erforderlichen Gestaltungsspielräume, um in Zukunft auf heute nicht absehbare Entwicklungen reagieren zu können. Da Klima- und Umweltauswirkungen nicht vor Staatsgrenzen haltmachen, sind hocheffiziente und erneuerbare Energietechnologien und Systemlösungen auch unter dem Aspekt zu entwickeln, zu Problemlösungen weltweit beitragen zu können.

Die Forschungsförderung des Bundes adressiert in einem technologieoffenen Ansatz ein breites Spektrum von nachhaltigen Energietechnologien. Thematisch bildet das 7. Energieforschungsprogramm auch die für Deutschland relevanten Kern- und Spezialprioritäten des europäischen Strategic Energy Technology Plan (SET) bzw. der Energieunion ab.

2.5.ii. Etwaige nationale Ziele für 2050 im Zusammenhang mit der Förderung von Technologien für saubere Energie und etwaige nationale Ziele mit langfristigen Vorgaben (bis 2050) für die Einführung von CO₂-emissionsarmen Technologien, einschließlich Technologien zur Dekarbonisierung energie- und CO₂-intensiver Industriezweige und für die eventuell damit zusammenhängende Transport- und Speicherinfrastruktur

CO₂-Emissionen sind ein Haupttreiber des anthropogenen Klimawandels. In Deutschland entstehen CO₂-Emissionen überwiegend im Kontext der Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle, Öl und Gas. Die Reduktion von energiebedingten CO₂-Emissionen ist deshalb ein zentrales Ziel der Energiepolitik. Die Energieforschung adressiert dieses Ziel durch Steigerung der Energieeffizienz, die Integration erneuerbarer Energie in das Energiesystem sowie die Entwicklung alternativer industrieller Prozesse, die weniger oder keine Treibhausgasemissionen verursachen.

Im Bereich der Industrieprozesse werden zwei einander ergänzende Strategien verfolgt. Zum einen führt die Steigerung der Energieeffizienz durch den geringeren Energieeinsatz nachhaltig zur Senkung der energiebedingten CO₂-Emissionen im Industriesektor. Andererseits werden für bestimmte Industrieprozesse, bei denen die Entstehung von CO₂ schwer oder gar nicht vermeidbar ist, Technologien zur Schließung des Kohlenstoffkreislaufs entwickelt. CO₂ kann beispielsweise in der chemischen Industrie als Ausgangspunkt für Grundstoffe verwendet werden (Umsetzung zu Polymeren, Grundchemikalien etc.). Es kann auch eingesetzt werden, um im Kontext der Sektorkopplung flüssige Kraft- und Brennstoffe herzustellen. Zur Schließung des Kohlenstoffkreislaufs werden Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus Abgasen oder der Atmosphäre benötigt. Dies kann biologisch (Pflanzenwachstum) oder über technische Verfahren erfolgen. CO₂-Technologien für Abscheidung, Transport, Speicherung und Verwendung von CO₂ sollen verstärkt erforscht werden, damit heimische Unternehmen und Forschungseinrichtungen eine Vorreiterrolle bei diesen auch für den Export relevanten Technologien einnehmen können.

2.5.iii. Etwaige nationale Ziele für die Wettbewerbsfähigkeit

Laut der industriepolitischen Mitteilung von September 2017 strebt die EU einen EU-weiten Industrieanteil an der Wirtschaftsleistung von 20 Prozent (aktuell in Deutschland: 23 Prozent) an. Eine erfolgreiche Energiewende muss vor diesem Hintergrund so ausgestaltet sein, dass die industrielle Basis, die einen wichtigen Beitrag zu Wachstum und Erhalt von Arbeitsplätzen leistet, erhalten bleibt. Bei der Energiewende sind für die energieintensive Industrie grundsätzlich drei Aspekte zentral: Kostenentwicklung, Gewährleistung der Versorgungssicherheit und verlässliche Rahmenbedingungen. Zusätzliche Energie- und Emissionshandelskosten können insbesondere bei global tätigen Unternehmen zu Wettbewerbsnachteilen führen. Es gilt, Planungs- und Investitionssicherheit für die Unternehmen in Europa sicherzustellen und ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit zu wahren, um die Verlagerung von Produktion und Arbeitsplätzen ins Ausland durch sogenanntes Carbon-Leakage zu verhindern.

Innovative Energietechnologien, die Klimaschutz und industriepolitische Ziele miteinander vereinbaren, sind dafür von entscheidender Bedeutung. Bei der Bewältigung der ökonomischen Folgen des Klimawandels, der Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien kommt gerade der Industrie eine herausragende Rolle zu. So entfallen allein auf die Industrieprozesse rund 7 Prozent der deutschen Treibhausgasemissionen. Hinzu kommt der Energiebedarf der Industrien mit den daraus resultierenden Emissionen.

Der Übergang in eine CO₂-ärmere Wirtschaft bietet zugleich Chancen für Wachstum und Beschäftigung sowie Potenziale für industrielle Produktion oder den Aufbau technologischer Lieferketten. Die deutsche Industrie, insbesondere der Maschinen- und Anlagenbau, die Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie die Elektrotechnik, belegt beim Export potenzieller Umwelt- und Klimaschutzgüter internationale Spitzenplätze. Sie kann deshalb einerseits von dieser Entwicklung in besonderer Weise profitieren, andererseits durch ihr Know-how aber auch einen wichtigen Beitrag leisten, um diese Herausforderungen zu meistern.

Forschung, Industrie, Investoren und Behörden arbeiten eng zusammen, um durch gezielte Innovationsprozesse für energieeffiziente und klimafreundliche Lösungen in allen für Deutschland relevanten Leitmärkten und Schlüsseltechnologien die sich bietenden Chancen zu nutzen. Beispielsweise gilt es, die bestehenden Potenziale bei Sektorkopplungs-, Speicher- und Effizienztechnologien, im Anlagenbau, in der Mikroelektronik und auch bei den Grundstoffindustrien auszuschöpfen. Durch eine in diesem Sinne ausgerichtete Forschungs- und Industriepolitik werden Vorreitervorteile im Inland und auf internationalen Märkten mit positiven Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung erwartet.

3. Politiken und Maßnahmen

3.1. Dimension Dekarbonisierung

3.1.1. Emission und Abbau von Treibhausgasen

3.1.1.i. Politiken und Maßnahmen zur Erfüllung der in der Verordnung (EU) 2018/842 festgelegten und in Nummer 2.1.1. genannten Vorgabe sowie Politiken und Maßnahmen zur Einhaltung der Verordnung (EU) 2018/841, die alle wichtigen Emissionssektoren und die für die Steigerung des Abbaus geeigneten Sektoren erfassen, mit Blick auf das langfristige Konzept und Ziel einer Wirtschaft mit geringen Emissionen und auf ein Gleichgewicht zwischen Emissionen und deren Abbau gemäß dem Übereinkommen von Paris

Maßnahmenprogramm zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050

Die Bundesregierung erarbeitet ein Maßnahmenprogramm zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, mit dem das Klimaschutzziel für das Jahr 2030 insgesamt und die jeweiligen Sektorziele des Klimaschutzplans erreicht werden sollen. Mit den darin enthaltenen Maßnahmen soll auch die Einhaltung der europäischen Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands sichergestellt werden. Bezogen auf 1990 bedeuten diese Ziele für den Sektor Energiewirtschaft eine Reduzierung auf 175–183 Mio.t CO₂ (entspricht einer Minderung um 62–61 Prozent), für den Sektor Gebäude auf 70–72 Mio.t CO₂ (entspricht einer Minderung um 67–66 Prozent), für den Sektor Verkehr auf 95–98 Mio.t CO₂ (entspricht einer Minderung um 42–40 Prozent), für den Sektor Industrie auf 140–143 Mio.t CO₂ (entspricht einer Minderung um 51–49 Prozent), für den Sektor Landwirtschaft auf 58–61 Mio.t CO₂ (entspricht einer Minderung um 34–31 Prozent) und für den Sektor LULUCF dauerhaft als Nettosenke erhalten zu werden. Das Maßnahmenprogramm soll unter anderem Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen der Energiewirtschaft beinhalten. Dafür erarbeitet die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ insbesondere Vorschläge für eine schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (siehe auch Kapitel 3.4.3.i.).

3.1.1.ii. Etwaige regionale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet

Europäische Klimaschutzinitiative

Um die grenzüberschreitende Zusammenarbeit und den Erfahrungstransfer im Bereich der Treibhausgasreduzierung auf nichtstaatlicher Ebene zu intensivieren, hat das BMU im Jahr 2017 die „Europäische Klimaschutzinitiative“ ins Leben gerufen. Es werden Projekte gefördert, die den Austausch guter Praktiken zwischen substaatlichen Akteuren, Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft unterstützen. Die Bundesregierung steht aber auch sonst im regelmäßigen Austausch mit anderen Mitgliedstaaten. Hierfür gibt es fest etablierte bilaterale Formate mit einer Vielzahl von EU-Mitgliedstaaten.

Meseberg Klima-Arbeitsgruppe (Klima-AG)

Mit der Meseberg-Erklärung vom 19. Juni 2018 vereinbarten Deutschland und Frankreich eine ressortübergreifende hochrangige Klima-Arbeitsgruppe („Klima-AG“) einzurichten. Die Klima-AG unterstützt die Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens. Darunter fällt die Entwicklung gemeinsamer Ansichten zur Energiewende und zu Instrumenten der nachhaltigen Finanzierung sowie zu wirtschaftlichen Anreizen, einschließlich Aspekten der CO₂-Bepreisung. Die konstituierende Sitzung der Klima-AG fand am 06. September 2018 in Paris statt. Die Klima-AG wird beim nächsten Deutsch-Französischen Ministerrat über ihre Arbeit berichten. Sie soll mindestens einmal jährlich unter Leitung der für Klimawandel zuständigen Staatssekretäre tagen.

3.1.1.iii. Unbeschadet der Anwendbarkeit der Vorschriften für staatliche Beihilfen, Finanzierungsmaßnahmen, einschließlich etwaiger Unterstützung durch die Union und Nutzung von Unionsmitteln auf diesem Gebiet auf nationaler Ebene

Nationale Klimaschutzinitiative (NKI)

Mit der NKI initiiert und fördert das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit seit 2008 zahlreiche Projekte, die einen Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten. Ihre Programme und Projekte decken ein breites Spektrum an Klimaschutzaktivitäten ab: Mit der Entwicklung langfristiger Strategien, der Unterstützung von professionellem Klimaschutzmanagement und investiven Fördermaßnahmen trägt die NKI zu einer Verankerung des Klimaschutzes vor Ort bei. Hauptzielgruppen der NKI sind die Kommunen, die Wirtschaft und Verbraucher sowie Schulen und Bildungseinrichtungen. Im Jahr 2017 wurden insgesamt rund 150 Millionen Euro verausgabt.

3.1.2. Erneuerbare Energie

3.1.2.i. Politiken und Maßnahmen zur Verwirklichung des nationalen Beitrags zur unionsweit verbindlichen Vorgabe für 2030 in Bezug auf erneuerbare Energie und der Zielpfade gemäß Artikel 4 Buchstabe a Absatz 2 und, falls anwendbar oder vorhanden, die in Nummer 2.1.2. beschriebenen Elemente, einschließlich sektor- und technologiespezifischer Maßnahmen

Strom

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist seit dem Jahr 2000 das zentrale Steuerungsinstrument für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Ziel des EEG ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2050 auf mindestens 80 Prozent zu steigern. Es ist damit zentrale Grundlage der Zielerreichung im Stromsektor. Bereits mit dem EEG 2014 hat die Bundesregierung die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt. Anlagenbetreiber müssen ihren Strom selbst am Markt verkaufen und erhalten dafür von den Netzbetreibern eine sogenannte gleitende Marktprämie.¹ Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung und dem monatlichen Mittelwert des Börsenstrompreises aus.² Damit sinkt die Förderung, sobald die Strompreise steigen. Durch den monatlichen Mittelwert als Referenzwert steigt zudem der Anreiz für Anlagenbetreiber, auf den Strompreis zu reagieren.

Nachdem in den ersten Jahren der Schwerpunkt des EEG auf der Erhöhung des Volumens erneuerbarer Energien im Strommix lag, konnte seit 2014 eine starke Dynamisierung bei der Senkung der Förderkosten erreicht werden. Bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen wurden sie von 9 ct/kWh in 2015 auf 4 ct/kWh in 2018 gesenkt (in 2005 lagen die Förderkosten für PV-Freiflächenanlagen mit ca. 40 ct/kWh noch um ein Vielfaches höher).

Mit der Umstellung auf die Marktprämie wurde gleichzeitig die Marktintegration erneuerbarer Energien eingeleitet. Mit dem EEG 2017 wird die Förderung nun weitgehend wettbewerblich ermittelt, indem die Vergütungshöhe über Ausschreibungen bestimmt wird. Ausgeschrieben wird jeweils die zu vergütende Menge für Windenergie an Land und auf See, Photovoltaik und Biomasse. Ausgenommen sind kleine Anlagen. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erfolgt damit zu wettbewerblichen Preisen.

Für die Technologien, bei denen Ausschreibungen erfolgen, werden im EEG 2017 Ausbau- bzw. Ausschreibungsmengen und -termine festgelegt und die Ausschreibungsbedingungen bestimmt. Die Ausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur in unterschiedlichen Intervallen durchgeführt. Es ist davon auszugehen, dass viele Projekte erst zum Ende der Realisierungsfrist in Betrieb genommen werden. Ein umfangreiches Monitoring ist angelegt.

Die im EEG 2017 festgelegten Ausschreibungsmengen pro Technologie bis 2030 sind wie folgt:

- Bei Wind an Land werden ab 2017 drei Jahre lang jeweils 2.800 MW ausgeschrieben, ab 2020 jeweils 2.900 MW, mit dem Energiesammelgesetz werden Sonderausschreibungen mit zusätzlich 4 GW, verteilt auf die Jahre 2019 bis 2021, vorgesehen.
- Bei Wind auf See werden für 2021 bis 2025 insgesamt 3.100 MW ausgeschrieben (es sollen 2021 und 2022 jährlich 500 MW, 2023 bis 2025 jeweils 700 MW zugebaut werden) und für 2026 bis 2030 durchschnittlich jährlich 840 MW.
- Für Photovoltaikanlagen ab einer Größe von 750 kW werden jedes Jahr 600 MW ausgeschrieben. Insgesamt ist für Photovoltaik ein Ausbaukorridor von 2.500 MW pro Jahr das Ziel, mit dem Energiesammelgesetz werden Sonderausschreibungen mit zusätzlich 4 GW, verteilt auf die Jahre 2019 bis 2021, vorgesehen.

1 Ausnahmen gelten für Kleinanlagen unter 100 kW.

2 Für ältere Anlagen und kleine Neuanlagen ist die Marktprämie optional. Sie können stattdessen auch weiterhin eine feste Vergütung beanspruchen.

- Für Biomasseanlagen gilt für die Jahre 2017 bis 2019 jeweils eine Ausschreibungsmenge von 150 MW, von 2020 bis 2022 jeweils 200 MW.

Neben der Anpassung des Fördersystems ist die Flexibilisierung des Strommarktes (siehe Kapitel 3.4.3.) ein zentrales Instrument für die Marktintegration erneuerbarer Energien. Zu weiteren Akzeptanzfragen wird eine Arbeitsgruppe im März 2019 Ergebnisse vorlegen.

Bessere Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit Stromnetzausbau

In der aktuellen Phase des EEG steht die Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien im Vordergrund. Als großer EU-Mitgliedstaat in der Mitte Europas liegt eine künftige Hauptaufgabe der Bundesregierung daher im Ausbau des Stromnetzes sowie der Modernisierung und Optimierung des Bestandsnetzes. Auch Optimierungen bzw. Weiterentwicklungen der Netzbetriebsführung inklusive Redispatch kommen in Betracht. Dies ist im Kern eine europäische Herausforderung: Stromerzeugung an den günstigsten Standorten bedingt die Notwendigkeit eines ausreichenden Stromtransports zu den Lastzentren. Durch den frühzeitigen Ausbau erneuerbarer Energien ist diese Herausforderung in Deutschland besonders sichtbar. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich mit dem Netzausbau besser in Einklang zu bringen, erfolgt neben netzbezogenen Maßnahmen auch eine direkte Ausbausteuerung erneuerbarer Energien. Diese umfasst die Mengensteuerung zum Netzausbaubereich für Wind an Land sowie die zeitliche Mengensteuerung zwischen Nord- und Ostsee im Bereich der Windenergie auf See. Eine indirekte Steuerung erfolgt bei Wind an Land durch das Referenzertragsmodell.

Überprüfung der regionalen Steuerung von erneuerbaren Energien in Stromsektor

Regionale Steuerung hat insbesondere Auswirkungen auf die Ausbauplanungen und -ziele für Erneuerbare der Bundesländer, auf die Netzentwicklungsplanung sowie auf die Akzeptanz des Erneuerbaren-Ausbaus und damit hohe politische Relevanz. Sie trägt damit auch zur besseren Synchronisierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit Stromnetzausbau bei. Die Gestaltungsmöglichkeiten einer regionalen Steuerung beim Ausbau der Erneuerbaren sind sehr flexibel: Während bei großen Kraftwerken die Flexibilität in der Erzeugung selbst liegt, kann die Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien bei festgestelltem Netzentlastungsbedarf und entsprechenden politischen Rahmenbedingungen kurz- und mittelfristig räumlich gesteuert werden. In den letzten Jahren lag der Anteil des Zubaus in Süddeutschland bei rund 25 Prozent. In der ersten Ausschreibungsrunde 2017 erhielten nur rund 10 Prozent der Windprojekte Zuschläge in Süddeutschland. Durch eine stärkere regionale Steuerung könnte zumindest der 25-Prozent-Zubauanteil in Süddeutschland (rund 750 MW) auch in Ausschreibungen erreicht werden. Darüber hinaus würde eine regionale Steuerung mit einer geringeren installierten Wind-Leistung im Norden aufgrund eines geringeren Transportbedarfs nach Süden zu geringeren Abregelungen führen. Vor diesem Hintergrund wurde im Koalitionsvertrag 2018 vereinbart, eine Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien einzuführen, indem für die Ausschreibungen südlich des Netzengpasses ein Mindestanteil über alle Erzeugungsarten festgelegt wird. Auch die Einführung eines Süd-Bonus, der mit dem Ziel der regionalen Steuerung bei Ausschreibungen vergeben werden kann, soll geprüft werden.

Pilotprojekt technologie neutrale Ausschreibung sowie Innovationsausschreibungen

Im Rahmen des beihilferechtlichen Genehmigungsverfahrens zum EEG 2017 hat die Bundesregierung zugesagt, in den Jahren 2018 bis 2020 in einem Pilotvorhaben technologieübergreifende Ausschreibungen zu erproben. Indem Photovoltaik- und Windkraftanlagen an Land gemeinsam ausgeschrieben werden, konkurrieren die verschiedenen Technologien untereinander. Die Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) ist seit August 2017 in Kraft. Mit der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Wind an Land und PV werden zunächst in den Jahren 2018 bis 2020 jeweils 400 MW pro Jahr technologie-neutral für Windenergie an Land und große Photovoltaikanlagen ausgeschrieben. Die Ergebnisse werden ergebnisoffen evaluiert, auch im Vergleich mit den technologiespezifischen Ausschreibungen. Im Rahmen des sogenannten Energiesammelgesetzes (Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 05. November 2018) sollen durch Innovationsausschreibungen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsverfahren erprobt werden, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen. Daher wird die Verordnungsermächtigung für Innovationsausschreibungen im EEG 2017 angepasst. Im Rahmen der Innovationsausschreibungen sollen nunmehr im Jahr 2019 250 Megawatt, in 2020 400 Megawatt und in 2021 500 Megawatt ausgeschrieben werden. Die Mengen werden von den regulären Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen abgezogen.

Sonderausschreibungen Wind an Land und Solar

Laut Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode plant die Bundesregierung im Bereich erneuerbarer Energien Sonderausschreibungen zur Erreichung des Klimaziels 2020 und Senkung der CO₂-Emissionen. Es sollen je 4 Gigawatt Windenergie an Land und Photovoltaik sowie ein nicht näher spezifizierter Offshore-Windenergiebeitrag zugebaut werden. Damit soll ein Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaziele und zu den verbindlichen Ausbauzielen für erneuerbare Energien nach der EE-Richtlinie geleistet werden. Die Umsetzung dieser Sonderausschreibungen erfolgt im Rahmen einer Novellierung des EEG 2017. Insgesamt sollen je 4 Gigawatt Wind an Land und Solar zusätzlich ausgeschrieben werden. Um den Wettbewerb zu erhöhen, sollen die Ausschreibungsmengen für Solaranlagen und Windenergieanlagen an Land von je 1 Gigawatt in 2019 über je 1,4 Gigawatt in 2020 auf je 1,6 Gigawatt in 2021 anwachsen. Die Sonderausschreibungen sind Bestandteil des sogenannten Energiesammelgesetzes (Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 05. November 2018).

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Gleichzeitig mit dem EEG 2017 ist am 01. Januar 2017 auch das WindSeeG in Kraft getreten. Es regelt, dass auch die Höhe der Förderung von Windenergieanlagen auf See in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt wird. Darüber hinaus verzahnt das WindSeeG Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser und kosteneffizienter miteinander. Für 2021–2025 sieht das WindSeeG eine Mengensteuerung des Zubaus auf See von max. 3.100 MW vor. Die Verteilung des Zubaus zwischen Nord- und Ostsee wird durch eine Mindestmenge für die Ostsee (500 MW) gesteuert, die zeitliche Steuerung der restlichen Mengen ergibt sich aus der Verteilung der Offshore-Anbindungsleitungen im Offshore-Netzentwicklungsplan. Vorgesehen ist ein grundsätzlicher Ausbau von jeweils 500 MW für die Jahre 2021 und 2022, wobei der Zubau im Jahr 2021 ausschließlich in der Ostsee erfolgen soll, und von 700 MW pro Jahr in den Jahren 2023 bis 2025. Ab 2026 wird der Flächenentwicklungsplan (FEP) die zeitliche und räumliche Steuerung des Zubaus zwischen Nord- und Ostsee im Rahmen der Ausschreibungen zum zentralen Modell übernehmen. Erstmals legt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in 2019 den FEP vor. Im Zusammenhang mit dem angestrebten Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gemäß Koalitionsvertrag bis 2030 auf etwa 65 Prozent im Lichte der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten zu erhöhen, wird eine Anpassung des WindSeeG unter anderem Gegenstand der Diskussionen in der neu geschaffenen Arbeitsgruppe sein, die unter anderem Vorschläge für Akzeptanzmaßnahmen beim Ausbau von Windkraftanlagen erarbeiten soll.

Wärme und Kälte

Für den Gebäudebereich sind die Maßnahmen zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude in der langfristigen Renovierungsstrategie dargelegt (siehe wärme- und kältebezogene Maßnahmen im Gebäudebereich in Kapitel 3.2. zur Energieeffizienz). Gleichzeitig tragen viele dieser Maßnahmen auch zur Zielerreichung in der Dimension „erneuerbare Energien“ bei, insbesondere das Energieeinsparrecht für Gebäude und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG).

Verkehr

Strategien und Maßnahmen im Hinblick auf emissionsarme Mobilität sind Kapitel 3.1.3.iii. zu entnehmen.

3.1.2.ii. Etwaige spezifische Maßnahmen für regionale Zusammenarbeit sowie optional die geschätzte Überschussproduktion von Energie aus erneuerbaren Quellen, die in andere Mitgliedstaaten übertragen werden könnte, um den nationalen Beitrag und die Zielpfade gemäß Nummer 2.1.2. zu verwirklichen

Ein weiterer Treiber der Marktintegration erneuerbarer Energien ist eine verstärkte regionale Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten. Darauf setzt die Bundesregierung in den kommenden Jahren einen Schwerpunkt.

Öffnung von Ausschreibungen im Stromsektor

Nach der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG muss die Bundesregierung seit 2017 Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien in Höhe von 5 Prozent der jährlich neu zu installierenden Leistung für Anlagen mit Standort in anderen EU-Mitgliedstaaten öffnen. Ziel der Öffnung ist eine stärkere regionale Zusammenarbeit, die zu einem gemeinsamen Verständnis von der Marktintegration und der Förderung erneuerbarer Energien und zu einer stärkeren Konvergenz der nationalen Fördersysteme beitragen soll. Voraussetzungen für grenzüberschreitende Ausschreibungen sind das Prinzip der Gegenseitigkeit, ein Kooperationsvertrag mit dem Partnerland sowie der physische Import des geförderten Stroms im Partnerland. Die Umsetzung grenzüberschreitender Ausschreibungen kann sowohl durch gegenseitig geöffnete als auch durch gemeinsame Ausschreibungen mit einem oder mehreren Partnerländern erfolgen. Mit der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung besteht bereits eine Rechtsgrundlage für grenzüberschreitende Ausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik. Auch in der Umsetzung wurden bereits Erfahrungen gesammelt: So wurde mit dem Königreich Dänemark im Jahr 2016 eine Pilotkooperation mit gegenseitig geöffneten Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durchgeführt. In dieser geöffneten Ausschreibung haben nur Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Dänemark einen Zuschlag erhalten. Des Weiteren engagiert sich die Bundesregierung aktiv, um Partner für weitere Kooperationen zu gewinnen und führt derzeit Gespräche insbesondere mit Luxemburg und Frankreich. Zudem plant die Bundesregierung auf Basis der gesammelten Erfahrungen ein „Schaufenster-Konzept“ zu erarbeiten, um die Transparenz der grenzüberschreitenden Ausschreibungen für Stakeholder in anderen Mitgliedstaaten zu erhöhen. Das Konzept soll ein Angebot für Regierungen und Unternehmen anderer Mitgliedstaaten darstellen, an grenzüberschreitenden Ausschreibungen der Bundesregierung teilzunehmen, und verdeutlichen, welche Ausschreibungsbedingungen im Falle einer Kooperation gelten würden.

Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) – Arbeitsgruppe zu erneuerbarer Energie

Die BEMIP-Arbeitsgruppe zu erneuerbaren Energien stellt eine Plattform für den Erfahrungsaustausch beim Ausbau der erneuerbaren Energien zwischen den beteiligten Mitgliedstaaten dar, insbesondere was die Planung und Förderung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien betrifft. Die Gruppe verfolgt darüber hinaus das Ziel, eine gemeinsame Vision der Ostsee-Anrainerstaaten der EU für die Entwicklung erneuerbarer Energien, insbesondere im Bereich Windenergie auf See, aufzubauen und potenzielle Kooperationsprojekte zu identifizieren. Deutschland unterstützt die Initiative aktiv und setzt sich dafür ein, dass die Ostsee-Anrainerstaaten der EU die relevanten Teile ihrer Nationalen Klima- und Energiepläne (NECPs) im Rahmen der Arbeitsgruppe austauschen. Hierbei sollten Synergieeffekte mit der Nordsee-Energiekooperation (siehe unten) genutzt werden. Kooperationspotenzial im Ostseeraum besteht beispielsweise bei der gemeinsamen Nutzung von Strominfrastruktur im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergie auf See.

Nordsee-Energiekooperation im Bereich erneuerbare Energie

Schwerpunktthemen dieser Kooperation sind die Zusammenarbeit beim Ausbau der Windenergie auf See, beim Ausbau der Netzinfrastruktur sowie der maritimen Raumplanung in der Nordsee. Im Rahmen der Initiative haben die entsprechenden Mitgliedstaaten, einschließlich der Bundesrepublik Deutschland, außerdem begonnen sich zu den relevanten Teilen der NECPs der Nordsee-Anrainerstaaten auszutauschen. Der Schwerpunkt der Nordseekooperation liegt dabei auf der Koordinierung von Zielen und Ausbaustrategien, einschließlich der einzelnen Ausschreibungszeitpunkte für Wind auf See, sowie dem Erfahrungsaustausch beim Ausbau der Windenergie auf See (Fördersysteme, Raum- und Netzplanung usw.). Im Rahmen der NECP-Kooperation soll so eine aggregierte Ausbauplanung für die Windenergie auf See im Nordseeraum geschaffen werden und eine möglichst koordinierte und kontinuierliche Projektpipeline geschaffen werden. Darüber hinaus arbeiten die entsprechenden Mitgliedstaaten, einschließlich der Bundesrepublik Deutschland, im Rahmen der Nordsee-Energiekooperation auch an Konzepten für mögliche gemeinsame Projekte für die Windenergienutzung auf See bzw. an sogenannten Hybridprojekten, bei denen die Netzanbindung der Windanlagen auf See gleichzeitig als Interkonnektor und zum Ableiten des erzeugten Stroms genutzt werden können. Die Bundesregierung beteiligt sich aktiv an der Nordseekooperation (unter anderem durch Leitung der Arbeitsgruppe 3 zur Förderung und Finanzierung von Windenergie auf See). Die Bundesregierung sieht in der Nordsee-Energiekooperation eine große Chance auch für die weitere Integration des Energiebinnenmarktes und wird sich weiterhin für einen intensivierten Best-Practice-Austausch, eine verbesserte Koordinierung bei der Energienutzung in der Nordsee sowie die Vorbereitung und Konzeption konkreter gemeinsamer Projekte einsetzen. Die Bundesregierung unterstützt eine Fortführung der Initiative über 2019 hinaus.

TARES-Projekt in Griechenland

Seit 2013 besteht eine strategische Partnerschaft zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Griechenland im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Die Bundesregierung finanziert im Rahmen des Structural Reform Support Service (SRSS) der EU-Kommission die Bereitstellung technischer Unterstützung in Griechenland bei der Reform des Erneuerbaren- sowie des Effizienzsektors (TARES- und TARES+ Projekt). Diese wird in Form von Beratungsleistung der Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) vor Ort in Berlin und Athen sichergestellt. Der Schwerpunkt der Beratung liegt auf der Unterstützung von Reformmaßnahmen für den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz, die Erreichung der nationalen griechischen Ziele bis 2020 sowie den notwendigen Anpassungen des griechischen Strommarkts auf steigende Anteile erneuerbarer Energien. Das Projekt unterstützt außerdem den Erfahrungsaustausch zwischen der Bundesrepublik Deutschland und Griechenland bei der Erstellung der Nationalen Klima- und Energiepläne (NECPs) für 2030. Die technische Unterstützung sieht außerdem die Entwicklung und Umsetzung von konkreten Erneuerbaren-Pilotprojekten vor, zum Beispiel auf öffentlichen Gebäuden oder auf einer griechischen Insel. Ziel ist, die Machbarkeit sowie Kosteneffizienz von Projekten mit hohen Erneuerbaren-Anteilen in Griechenland an konkreten Beispielen zu verdeutlichen.

Concerted Action Erneuerbare Energien

Das Forum „Concerted Action“ für Erneuerbare Energien (CA-RES) wurde 2010 gegründet und hat das Ziel, Experten aus den Mitgliedstaaten einen informellen Erfahrungsaustausch zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zu ermöglichen. Deutschland hat von Beginn an eine aktive Rolle im Forum übernommen, indem es die Leitung von thematischen Untergruppen übernommen hat. Im Rahmen der laufenden CA-RES-Phase seit 2016 leitet Deutschland das „Core Theme 1 RES Electricity“ und verantwortet die inhaltliche Vor- und Nachbereitung der Plenary Meetings sowie die Organisation und Betreuung von Task Forces zwischen den Plenary Meetings. In dieser Rolle legt Deutschland einen Schwerpunkt darauf, die Koordinierung der nationalen Energiepolitiken im Bereich der erneuerbaren Energien zu verbessern. So fand beispielsweise auf Initiative von Deutschland auf dem Plenary Meeting in Warschau im April 2018 eine Sitzung zum Austausch über NECPs statt, auf der mehrere Mitgliedstaaten, darunter auch Deutschland, erste Eckpunkte des Erneuerbaren-Kapitels ihrer NECPs vorstellten.

3.1.2.iii. Spezifische Maßnahmen zur etwaigen finanziellen Unterstützung, einschließlich Unterstützung durch die Union und Nutzung von Unionsmitteln, der Förderung der Erzeugung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in den Sektoren Strom, Wärme- und Kälteerzeugung und Verkehr

Strom

Umlagensystem im EEG

Auch durch die Risikominimierung für Anlagenbetreiber im Bereich der erneuerbaren Energien über das EEG besteht in Deutschland ein sehr guter Zugang zum Kapitalmarkt. Als zentrales Förderinstrument für erneuerbare Energien im Stromsektor (siehe Abschnitt 3.1.2.i.) stellt das EEG die Förderung (garantierte Zahlung der Vergütung, Einspeisevorrang) und Finanzierung der Mehrkosten über die EEG-Umlage sicher. Die Weiterentwicklung des EEG findet kontinuierlich statt. Das Gesetz sieht vor, das EEG regelmäßig zu evaluieren. Nach § 97 EEG 2017 wird die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag zum 30. Juni 2018 und danach alle vier Jahre einen Erfahrungsbericht vorlegen. Dieser Bericht wird insbesondere den Stand des Ausbaus der einzelnen Technologien und ihrer Integration in den Markt, die Erfahrungen mit den Ausschreibungen sowie die Entwicklung der Kosten evaluieren.

Investitionen in Speichertechnologie

Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode verankert, in Speichertechnologien und intelligente Vermarktungskonzepte investieren zu wollen, um die Versorgungssicherheit in allen Teilen Deutschlands weiterhin sicherzustellen und die EEG- und Systemkosten so gering wie möglich zu halten.

KfW-Programm Erneuerbare Energien

Das Programm dient der langfristigen zinsgünstigen Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie von Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Finanziert werden bis zu 100 Prozent der förderfähigen Investitionskosten, maximal 50 Millionen Euro je Vorhaben.

Wärme und Kälte

Für den Gebäudebereich sind die Maßnahmen zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude in der langfristigen Renovierungsstrategie dargelegt (siehe wärme- und kältebezogene Maßnahmen im Gebäudebereich in Kapitel 3.2. zur Energieeffizienz). Gleichzeitig tragen viele dieser Maßnahmen auch zur Zielerreichung in der Dimension „erneuerbare Energien“ bei, insbesondere das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP) und die Förderung innovativer Modellvorhaben Wärmenetze 4.0 für erneuerbare Nah- und Fernwärmesysteme.

Verkehr

Strategien und Maßnahmen im Hinblick auf emissionsarme Mobilität sind Kapitel 3.1.3.iii. zu entnehmen.

3.1.2.v. Spezifische Maßnahmen zur Einführung einer oder mehrerer Anlaufstellen, zur Straffung von Verwaltungsverfahren, zur Bereitstellung von Information und Schulungen sowie zur Förderung des Abschlusses von Strombezugsverträgen

Zusammenfassung der Politiken und Maßnahmen in dem Rahmen, den die Mitgliedstaaten nach Artikel 21 Absatz 6 und Artikel 22 Absatz 5 der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen umsetzen müssen, um die Entwicklung des Eigenverbrauchs von Energie aus erneuerbaren Quellen und von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften zu fördern und zu erleichtern.

Zentrale Anlaufstellen

Bundesnetzagentur

Übernimmt unter anderem Meldungen von Stromerzeugungsanlagen, Netzentwicklung und die Durchführung von Ausschreibungen im EEG.

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Zuständig für Flächenplanung und -voruntersuchung sowie Genehmigungen im Bereich Windenergie auf See.

Nationale Organisation Wasserstoff (NOW) GmbH

Die NOW GmbH koordiniert und steuert das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) der Bundesregierung und die Förderrichtlinien Elektromobilität sowie Ladeinfrastruktur (LIS) des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Im Auftrag des BMVI unterstützt die NOW außerdem bei der Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) und der Umsetzung der EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

Bürgerdialog Stromnetz (BDS)

Der BDS dient dem offenen und transparenten Austausch zwischen allen Beteiligten rund um den Ausbau des Stromnetzes in Deutschland. Er stellt grundlegende Informationen bereit und beantwortet Fragen zum Netzausbau.

Stärkung der Eigenverbraucher und der Mieterstrommodelle im Stromsektor

Erneuerbare Eigenversorgung ist in Deutschland eine wichtige Säule der Stromversorgung. Es wird geschätzt, dass ca. 4 Terawattstunden jährlich von erneuerbaren Eigenversorgern erzeugt und verbraucht werden. Erneuerbare Eigenversorgung wurde mit der überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie EU-weit gestärkt. Gleichzeitig ist aber auch wichtig, dass erneuerbarer Eigenverbrauch angemessen zur Finanzierung der Energiewende beiträgt. In Deutschland besteht hierfür ein ausgewogenes Konzept: Eigenversorger profitieren von Befreiungen und Begrenzungen bei unterschiedlichen Steuern, Abgaben und Entgelten. So ist beispielsweise die selbst erzeugte und verbrauchte Elektrizität bei kleinen Anlagen unter 10 kW vollständig von Abgaben, Netzentgelten und der Stromsteuer befreit, soweit der

Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Eigenversorger mit Anlagen, die größer als 10 kW sind und mehr als 10.000 kWh pro Jahr produzieren, sind grundsätzlich ebenso begünstigt. Im Hinblick auf die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage erhalten sie jedoch nur eine anteilige Befreiung in Höhe von 60 Prozent. Angesichts der höheren Profitabilität größerer Anlagen kann so durch die anteilige EEG-Umlage eine Überförderung vermieden werden. Zudem leisten größere Eigenverbraucher damit einen angemessenen Beitrag, um die Finanzierung des EEG langfristig sicherzustellen. Die Stromsteuerbefreiungen für zum Eigenverbrauch erzeugten Strom werden derzeit gesetzlich überarbeitet und an die EU-Beihilfevorgaben angepasst.

Mieterstromgesetz

Das Mieterstromgesetz hat einen Förderanspruch für Mieterstrom im EEG 2017 verankert. Mieterstrom ist Strom, der in Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne Netzdurchleitung geliefert wird. Der Mieterstromzuschlag wird aus der EEG-Umlage finanziert. Ergänzend hat der Deutsche Bundestag auf Grundlage einer Formulierungshilfe der Bundesregierung Ende November 2018 im Rahmen seiner Beratung des Entwurfs eines Gesetzes zur steuerlichen Förderung des Mietwohnungsbaus eine Änderung des § 5 Abs. 1 Nr. 10 KStG verabschiedet. Mit dieser Änderung des Körperschaftssteuergesetzes bleibt bei Wohnungsgenossenschaften und -vereinen die Steuerbefreiung ihrer Mieteinnahmen erhalten, wenn sie solare Mieterstromanlagen betreiben. Die Änderung gilt über § 3 Nr. 15 GewStG auch für Zwecke der Gewerbesteuer. Hiermit wird eine Maßnahme des am 21. September 2018 stattgefundenen Wohnpfeils der Bundesregierung umgesetzt.

3.1.2.vi. Prüfung, ob es Bedarf an der Errichtung neuer Infrastruktur für Fernwärme und -kälte aus erneuerbaren Energiequellen gibt

Für den Gebäudebereich sind die Maßnahmen zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude in der langfristigen Renovierungsstrategie dargelegt (siehe wärme- und kältebezogene Maßnahmen im Gebäudebereich in Kapitel 3.2. zur Energieeffizienz). Gleichzeitig tragen viele dieser Maßnahmen auch zur Zielerreichung in der Dimension „erneuerbare Energien“ bei, insbesondere der Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und quartiersbezogene Investitionen (siehe Kapitel 3.2.) sowie Aufstockung und Fortführung des „Modellvorhabens Wärmenetzsysteme 4.0“.

Wärmenetzsysteme 4.0

Wärmenetze der vierten Generation können effektiv durch erneuerbare Energien beschickt werden und eröffnen zusätzliche Flexibilitätspotenziale für den Strommarkt. Mit der Förderung von „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ wird erstmals eine systemische Förderung im Bereich der Wärmeinfrastruktur eingeführt, mit der nicht nur Einzeltechnologien und -komponenten, sondern Gesamtsysteme gefördert werden. Wärmenetzsysteme 4.0 zeichnen sich durch ein niedriges Temperaturniveau (20–95° Celsius) sowie sehr hohe Anteile von EE und Abwärme aus und enthalten als wesentliche Komponente oft saisonale Großwärmespeicher. Die Markteinführung von Wärmenetzen der vierten Generation in die großtechnische Anwendung anzureizen ist ein wesentlicher Beitrag für die Wärmewende, da Wärmenetzsysteme 4.0 zur Erreichung des Ziels eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 und einer stärkeren Einbindung von erneuerbaren Energien im Wärmesektor einen spürbaren Beitrag leisten und Flexibilitätsoptionen für den Stromsektor kosten- und energieeffizient bereitstellen können. Die Fördermaßnahme hat aktuell eine Laufzeit bis zum 31. Dezember 2020, soll aber über 2020 hinaus fortgesetzt werden. Das Programm trägt auch zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) bei (siehe Kapitel 3.2.ii.).

3.1.2.vii. Etwaige spezifische Maßnahmen zur Förderung der Nutzung von Energie aus Biomasse, insbesondere zur Mobilisierung neuer Biomasseressourcen, unter Berücksichtigung der folgenden Aspekte:

- Verfügbarkeit von Biomasse, einschließlich nachhaltiger Biomasse: eigenes Potenzial und Einfuhren aus Drittstaaten
- Andere Biomassenutzungen durch weitere Sektoren der Land- und Forstwirtschaft und Maßnahmen für die Nachhaltigkeit der erzeugten und genutzten Biomasse

Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“

Eine Neuausrichtung des Förderprogramms erfolgte 2015. Es sieht insbesondere die Förderung von praxisorientierten Lösungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter vor, die zur Flexibilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse beitragen. Zur Verbesserung der nachhaltigen energetischen Nutzung im (gekoppelten) Wärme- und Strombereich sollen vor allem Biomassereststoff- und Abfallpotenziale erschlossen werden.

Förderprogramm „Nachwachsende Rohstoffe“

Dieses Programm hat zum Ziel, Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben zur energetischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen zu fördern. Neben Forschungs- und Entwicklungsvorhaben stehen insbesondere Verfahrens- und Prozessoptimierungen mit praxisnahem Demonstrations- und Pilotcharakter im Fokus.

3.1.3. Weitere Aspekte der Dimension

3.1.3.i. Etwaige nationale Politiken und Maßnahmen, die EU-EHS-Sektoren betreffen, und Bewertung der Komplementarität mit dem EU-EHS und der Auswirkungen auf das EU-EHS

Nationale Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/87 durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)

Nationale Strategien und Maßnahmen zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzplans 2050 in den Sektoren des Europäischen Emissionshandels (EHS) reduzieren EU-weit effektiv CO₂-Emissionen, wenn ungenutzte Emissionszertifikate nicht zu Emissionen in anderen Mitgliedstaaten führen (sogenannter Wasserbetteffekt). Ob und wie lange ein solcher Wasserbetteffekt existiert, hängt unter anderem von der Wirkung mit der Marktstabilitätsreserve (MSR) im EHS ab.

Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten

Für den Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten aufgrund zusätzlicher nationaler Maßnahmen eröffnet Artikel 12 Absatz 4 Satz 2 der ETS-Richtlinie den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Zertifikate aus nationalen Auktionsmengen zu löschen. Die Bundesregierung schlägt mit dem Gesetzentwurf zur Änderung des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes vor, diese Möglichkeit gemäß den Vorgaben des Artikel 12 Absatz 4 der ETS-Richtlinie in nationales Recht umzusetzen und die Entscheidung hierüber in das Ermessen der Bundesregierung zu stellen. Bei dieser Ermessensentscheidung ist insbesondere auch der Überschussabbau zu berücksichtigen, der bereits durch die ab 2019 startende MSR bewirkt wird. Die Löschung setzt einen Beschluss der Bundesregierung voraus. Bei der Entscheidung der Bundesregierung über die Löschung von Zertifikaten sind die einschlägigen haushaltsrechtlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

3.1.3.ii. Politiken und Maßnahmen zur Erfüllung etwaiger anderer nationaler Vorgaben

Sektorkopplung

Durch den direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien (Sektorkopplung) können Effizienzpotenziale erschlossen und der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert werden. Auch bei den Anwendungen, bei denen andere Optionen zur THG-Reduktion nur schwer umzusetzen sind (zum Beispiel im Luft- und Seeverkehrssektor oder einigen Industrieprozessen), sind Sektorkopplungstechnologien eine wichtige Option, um Energie- und Klimaziele zu erreichen. Sektorkopplung ist Gegenstand vielfältiger Fördermaßnahmen, Projekte und Programme. Die detaillierten Beschreibungen der Maßnahmen sind in den entsprechenden Kapiteln zu finden, siehe Wärmenetzsysteme in Kapitel 3.1.2.v., emissionsarme Mobilität in Kapitel 3.1.3.iii., Marktanzreizprogramm für Wärme und CO₂-Gebäudesanierungsprogramm in Kapitel 3.2.ii., Marktintegration in Kapitel 3.4.3.i., Reallabore und SINTEG in Kapitel 3.5.1.

3.1.3.iii. Politiken und Maßnahmen im Hinblick auf die emissionsarme Mobilität (einschließlich Elektrifizierung des Verkehrs)

Die Bundesregierung will Mobilität möglichst nachhaltig, bezahlbar und klimafreundlich gestalten. Wichtige Ansatzpunkte für die Stärkung der emissionsarmen Mobilität zur Erreichung der Klimaziele im Verkehr sind unter anderem die Verbreitung elektrisch betriebener Fahrzeuge sowie der Ausbau der Ladeinfrastruktur und die Erhöhung des Verkehrsanteils bei Radfahrern und Fußgängern. Insbesondere für einen raschen Ausbau der Elektromobilität wird es zentral sein, ausreichende Anreize für Sektorkopplung zu schaffen.

Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM)

Die neue Nationale Plattform „Zukunft der Mobilität“ (NPM) entwickelt unter Einbeziehung von Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft Konzepte und Handlungsmöglichkeiten, um künftig eine bezahlbare, nachhaltige und klimafreundliche Mobilität sicherzustellen. Die Arbeit der Plattform hat im September 2018 begonnen. Unter dem Dach der Plattform werden ein Lenkungskreis und sieben Arbeitsgruppen eingerichtet. Nach Vorlage der Abschlussberichte wird die Bundesregierung ihre Strategie weiterentwickeln.

Des Weiteren sind folgende zentrale Maßnahmen im Hinblick auf emissionsarme Mobilität in Gang oder geplant:

Förderung Elektromobilität

Um die Entwicklung auf dem Markt für Elektromobilität zu beschleunigen, hat die Bundesregierung am 18. Mai 2016 ein Maßnahmenpaket mit einem Investitionsvolumen von knapp unter einer Milliarde Euro beschlossen. Drei finanzwirksame Maßnahmen stehen beim Marktanreizpaket im Vordergrund: zeitlich befristete Kaufanreize, Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie öffentliche Beschaffung von Elektrofahrzeugen.

- Es wird eine Kaufprämie, der sogenannte Umweltbonus, für Neufahrzeuge gezahlt – 4.000 Euro für reine Elektroautos, für Plug-in-Hybride 3.000 Euro. Der Umweltbonus wird für Fahrzeuge mit einem Listenpreis von maximal 60.000 Euro gezahlt. Die Gesamtfördersumme ist auf 1,2 Milliarden Euro festgelegt. Davon übernehmen der Bund und die Automobilindustrie jeweils die Hälfte der Kosten. Die Förderung durch den Bund erfolgt bei entsprechender Förderung durch den Hersteller.
- Steuerliche Regelung für die private Nutzung der Elektromobilität: Im Einkommensteuergesetz werden vom Arbeitgeber gewährte Vorteile für das elektrische Aufladen eines Elektrofahrzeugs oder Hybridelektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers steuerbefreit (§ 3 Nummer 46 EStG).
- Zur Verbesserung der Ladeinfrastruktur stellt der Bund 300 Millionen Euro zur Verfügung: 200 Millionen Euro für die Schnellladeinfrastruktur und 100 Millionen Euro für die Normalladeinfrastruktur.
- Ziel ist weiterhin, dass künftig mindestens 20 Prozent Elektrofahrzeuge im Fuhrpark des Bundes sind. Sollten Arbeitnehmer beim Arbeitgeber das Elektrofahrzeug aufladen, stellt dies keinen geldwerten Vorteil mehr dar.

Änderung der Ladesäulenverordnung

Die Änderung der Ladesäulenverordnung hat bewirkt, dass Nutzerinnen und Nutzer mit einem gängigen webbasierten Zahlungsmittel an allen öffentlich zugänglichen Ladepunkten Strom beziehen und bezahlen können. Mit der Förderrichtlinie „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ wird der Aufbau öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur weiter unterstützt. Zur Verfügung stehen 300 Millionen Euro Bundesgelder im Zeitraum 2017–2020, mit denen mindestens 15.000 Ladestationen gefördert werden sollen. Der Koalitionsvertrag sieht als nicht-prioritäre Maßnahme vor, weitere 100.000 Ladepunkte zu errichten.

Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (NSR)

Der Strategierahmen umfasst die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, die Infrastruktur für die Erdgasversorgung (komprimiertes und verflüssigtes Erdgas) und die Infrastruktur für die Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellenfahrzeugen. In Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU setzt der NSR Ziele für die öffentlich zugängliche Tank- und Ladeinfrastruktur und untersetzt diese mit entsprechenden Maßnahmen.

Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2)

Mit der Weiterentwicklung des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie (NIP 2) wird sowohl die technologische Basis abgesichert als auch der Markthochlauf unterstützt. Hierbei wird insbesondere auf Brennstoffzellen für elektrische Antriebe und Tankstelleninfrastruktur, Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Energien und Integration in das Energiesystem sowie Brennstoffzellen für die stationäre Energieversorgung fokussiert. Am 28. September 2016 wurde hierzu im Kabinett bereits ein Rahmenprogramm der Bundesregierung beschlossen. Das Programm soll bis 2025 fortgeführt werden.

Stärkung des Standorts Deutschland zur Batteriezellenproduktion

Die Bundesregierung unterstützt Überlegungen der Wirtschaft, eine eigene Batteriezellenproduktion aufzubauen. Begleitet werden muss dies durch eine Stärkung der Batteriezellenforschung.

Spezifische Maßnahmen zur Reduktion der Emissionen im urbanen Straßenverkehr

Der Bund hat auf dem zweiten Kommunalgipfel am 28. November 2017 mit dem „Sofortprogramm Saubere Luft“ ein Maßnahmenpaket für bessere Luft in Städten aufgelegt. Für das Sofortprogramm stehen eine Milliarde Euro bereit. Gegenstand des Programms sind Maßnahmen für die Elektrifizierung des urbanen Verkehrs und die Errichtung von

Ladeinfrastruktur, Maßnahmen für die Digitalisierung von Verkehrssystemen sowie Maßnahmen zur Nachrüstung von Diesel-Bussen im ÖPNV mit Abgasnachbehandlungssystemen. Alle Maßnahmen sollen bis 2020 Wirkung entfalten.

Förderung alternativer Antriebe im öffentlichen Personennahverkehr

Die Bundesregierung fördert – im Rahmen entsprechender Förderrichtlinien des BMU und des BMVI zur Elektromobilität – zahlreiche Projekte zur technologischen Weiterentwicklung bzw. Beschaffung von Elektro- und Hybridbussen.

Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) 2013

Die vom Bundeskabinett im Juni 2013 beschlossene MKS ist ein wichtiges Umsetzungsinstrument für die Energiewende im Verkehr. Sie gibt bislang einen Überblick über Technologien sowie Energie- und Kraftstoffoptionen der verschiedenen Verkehrsträger. Eine zentrale Rolle spielen die effiziente Integration erneuerbarer Energien in Elektromotoren sowie der Einsatz flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe zur Dekarbonisierung des Fahrzeugbestandes.

Biokraftstoffe

Markteingeführte Biokraftstoffe sollen mindestens auf dem heutigen Mengenniveau beibehalten und durch fortschrittliche erneuerbare Kraftstoffe ergänzt werden. Der Bestandsschutz sichert zum einen den Beitrag zur Dekarbonisierung der Verkehrsträger, die auf absehbare Zeit nicht elektrifizierbar sind. Zum anderen erhält dies das Vertrauen aller Akteure der Energiewende im Verkehr, die bei ihren Investitionsentscheidungen die Verlässlichkeit des regulatorischen Rahmens bewerten.

Förderung der Erdgasmobilität

Mit der steuerlichen Förderung von Erdgas als Kraftstoff bis 2026 sowie der Mautaussetzung bis 2020 hat die Bundesregierung ihr Interesse an einem deutlichen Ausbau der Erdgasmobilität gezeigt. Diese kann, insbesondere durch den Einsatz von Biogas, einen Beitrag zur CO₂-Einsparung leisten.

Beschaffungsaktion Elektrofahrzeuge – Informationskampagne

Die Bundesregierung wird eine Informationskampagne gemeinsam mit den Ländern durchführen mit dem Ziel, den Anteil von Fahrzeugen mit elektrischen Antrieben in den Fahrzeugflotten der öffentlichen Hand zu erhöhen.

Nationaler Radverkehrsplan

Die Bundesregierung setzt zur Erreichung der Ziele des strategischen Grundsatzdokuments für die Radverkehrspolitik, den Nationalen Radverkehrsplan, investive und nicht investive Maßnahmen und Modellprojekte um. Darunter fallen unter anderem Finanzhilfen für Radschnellwege und die Finanzierung des Baus von Radwegen an Bundesstraßen, Forschungsprojekte, Studien (z. B. Fahrrad-Monitor) und Kongresse.

3.1.3.iv. Etwaige geplante nationale Politiken, Zeitpläne und Maßnahmen für die schrittweise Einstellung der Subventionierung von Energie, insbesondere fossiler Brennstoffe

Peer-Review-Prozess im Rahmen der G20

Die G20-Staaten haben sich 2009 auf eine mittelfristige Abschaffung ineffizienter Subventionen für fossile Energieträger geeinigt. Der Beschluss stellt auf „Inefficient fossil fuel subsidies (IFFS) encourage wasteful consumption, reduce our energy security, impede investment in clean energy sources and undermine efforts to deal with the threat of climate change“ ab. Zur Umsetzung dieses Beschlusses haben sich die Staaten auf einen freiwilligen Peer-Review-Prozess verständigt. Deutschland hat im September 2016 einen self report zu den einschlägigen deutschen Subventionen vorgelegt.

Subventionsbericht der Bundesregierung

Im Rahmen der Subventionsberichtserstattung der Bundesregierung findet alle zwei Jahre eine regelmäßige Nachhaltigkeitsprüfung aller Subventionen statt. Dabei werden die langfristigen ökonomischen, ökologischen und sozialen Wirkungen der jeweiligen Subvention, etwa in Bezug auf wirtschaftlichen Wohlstand und Zukunftsvorsorge, Klimaschutz und Ressourcenschonung oder Beschäftigungssicherung untersucht und die Ergebnisse im Subventionsbericht dokumentiert.

Auslaufen der Zuschüsse für Steinkohle

Die wichtigste aktuelle Maßnahme in Deutschland zum Abbau von Subventionen für fossile Energieträger ist das Auslaufen der Zuschüsse für Steinkohle. Der deutsche Steinkohlebergbau ist insbesondere wegen seiner geologisch bedingten hohen Förderkosten nicht wettbewerbsfähig. Um den sozialverträglichen Ausstieg aus dem Steinkohlebergbau zu ermöglichen, gewährt Deutschland Zuschüsse zur Förderung des Absatzes, zur Bewältigung der notwendigen Stilllegungsmaßnahmen und Überbrückungshilfen für ausscheidende Arbeitnehmer. Die Subventionen zur Förderung des Absatzes werden letztmalig für das Jahr 2018 gezahlt. Nachlaufende Stilllegungsmaßnahmen werden bis einschließlich 2022 bezuschusst. Die Gewährung der Zuschüsse für Arbeitnehmer wird Ende 2027 eingestellt.

3.2. Dimension Energieeffizienz

Geplante Politiken, Maßnahmen und Programme zur Verwirklichung der indikativen nationalen Energieeffizienzbeiträge bis 2030 sowie von anderen in Nummer 2.2. genannten Zielen, einschließlich geplanter Maßnahmen und Instrumente (auch Finanzierungsinstrumente) zur Förderung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, insbesondere im Hinblick auf Folgendes:

Zur Erreichung der Energieeffizienzziele wird im Rahmen der nationalen Energieeffizienz-Strategie ein Instrumenten- und Maßnahmenmix mit weitreichenden und sektorübergreifenden Wirkungen entwickelt. Grundlagen für die Maßnahmengestaltung bieten aktuelle nationale Prozesse und Konsultationen (Forschung und Entwicklung, Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz 2.0 – NAPE 2.0, Grundsatzstudie, Prozess Grünbuch Energieeffizienz, Prozess Energieeffizienzstrategie Gebäude, Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie, Masterplan Schienengüterverkehr, Aktionsplan Güterverkehr und Logistik etc.). Die Größenordnung der benötigten Wirkung von zusätzlichen Maßnahmen im Endverbraucher-Bereich liegt bei rund 1.000 PJ PEV-Minderung im Jahr 2030. Dies ergibt sich aus ersten Berechnungen der zu erwartenden Lücke zwischen einem „linearisierten“ 30-Prozent-Ziel und Trendfortschreibungen des Energieverbrauchs für 2030 auf Grundlage des Projektionsberichts Deutschlands 2017.

Die Energieeffizienzpolitik der Bundesregierung basiert auf einem breiten Instrumentenmix für alle Sektoren, der auf dem Grundsatz „Beratung und Information, Fördern, Fordern und Forschen“ aufbaut. Untenstehend sind die derzeitigen zentralen Maßnahmen im Einzelnen aufgeführt.

3.2.i. Energieeffizienzverpflichtungssysteme und alternative politische Maßnahmen gemäß den Artikeln 7a und 7b und Artikel 20 Absatz 6 der Richtlinie 2012/27/EU, die zudem gemäß Anhang II der vorliegenden Verordnung zu entwickeln sind

Für die Umsetzung von Artikel 7 EU-Energieeffizienzrichtlinie hat sich die Bundesregierung in der ersten Einsparperiode von 2014–2020 bisher strategischer Maßnahmen und damit eines breiten Maßnahmenbündels bedient, das auch für die zweite Einsparperiode 2021–2030 angedacht ist. Die von Deutschland geplanten Maßnahmen zur Erreichung von Endenergieeinsparungen von 4045,8 PJ bzw. 96,6 Mtoe sind im Anhang II zu finden, der am Ende dieses Entwurfs vorzufinden ist.

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE und NAPE 2.0)

Der NAPE definiert Sofortmaßnahmen und weiterführende Arbeitsprozesse, um die nationalen Effizienz- und Klimaziele zu erreichen. Die wichtigsten Handlungsfelder der Energieeffizienzpolitik sind: Voranbringen der Energieeffizienz im Gebäudebereich sowie in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Etablieren der Energieeffizienz als Rendite- und Geschäftsmodell sowie Erhöhung der Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz. Die Maßnahmen des NAPE werden aktuell überarbeitet und in einen NAPE 2.0 überführt, um einer möglichen Lücke zur Erreichung der Effizienzziele mit einem effektiven Maßnahmenpaket zu begegnen.

Erarbeitung einer Energieeffizienzstrategie

Die Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode vorgenommen, eine sektorübergreifende Energieeffizienzstrategie zu erarbeiten, in der auch ein Zielpfad sowie ein Vorschlag eines Maßnahmenpakets zur Erreichung der mittelfristigen Effizienzziele Deutschlands entwickelt werden sollen. Mit der Strategie soll auch das Leitprinzip „Efficiency First“ als strategisches Leitprinzip der Energiepolitik verankert werden.

3.2.ii. Langfristige Renovierungsstrategie für die Unterstützung der Renovierung des nationalen Bestands an öffentlichen und privaten Wohn- und Nichtwohngebäuden, einschließlich Politiken und Maßnahmen zur Förderung kosteneffizienter umfassender Renovierungen sowie Politiken und Maßnahmen, die auf die Segmente des nationalen Gebäudebestands mit der schlechtesten Leistung gemäß Artikel 2a der Richtlinie 2010/31/EU abzielen

Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG)

Im Gebäudebereich bildet die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) die strategische Grundlage der Politik. Die hier dargelegte langfristige Renovierungsstrategie ist die Umsetzung der ESG. Die ESG ist das Strategiepapier der Bundesregierung für die Energiewende im Gebäudesektor. Die Bundesregierung hat sich das ambitionierte Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen. Das bedeutet, dass im Gebäudebereich der Primärenergiebedarf bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 2008 zu senken ist. Die ESG zeigt auf, wie dieses Ziel durch eine Kombination aus Energieeffizienz und dem Einsatz erneuerbarer Energien erreicht werden kann. Das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands wird, trotz Restriktionen bei der Energieeffizienz und bestimmter Potenzialgrenzen bei den erneuerbaren Energien, als grundsätzlich erreichbar eingeschätzt. Allerdings bedarf es dazu erheblicher weiterer Anstrengungen, sowohl im Bereich Energieeffizienz als auch beim Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich. Neben den technischen und energetischen Aspekten betrachtet die ESG auch erste Ansätze ökonomischer und perspektivisch gesellschaftspolitischer Belange des Gebäudebereichs. Darüber hinaus werden die übergreifenden energiepolitischen Aspekte, etwa Fragen der Interaktion von Strom und Wärme, perspektivisch adressiert. Die Ergebnisse der ESG werden im Klimaschutzplan 2050 aufgegriffen.

Im Gebäudebereich wurde bereits ein erfolgreicher Instrumentenmix implementiert, der in den nächsten Jahren fortgeführt und weiterentwickelt wird. Hierzu zählen im Gebäudebereich insbesondere folgende Maßnahmen:

Energieberatung Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung/Individueller Sanierungsfahrplan)

Die Energieberatung für Wohngebäude richtet sich an Eigentümer von Wohngebäuden (private Haus- bzw. Wohnungsbesitzer, Wohnungsbaugesellschaften sowie Wohnungseigentümergeinschaften – WEG). Hierbei untersucht ein qualifizierter Energieberater die Immobilie und erstellt einen umfassenden Energieberatungsbericht. Förderprogramme und die individuellen Möglichkeiten der Beratenen werden dabei miteinbezogen. Seit 2017 steht der individuelle Sanierungsfahrplan (iSFP) als Instrument der Beratung zur Verfügung. Mit dem softwaregestützten Tool erstellt der Gebäudeenergieberater einen verständlichen Überblick über die in einem Gebäude anstehenden Sanierungen, insbesondere um aufeinander aufbauende Einzelmaßnahmen durchzuführen. Neben Energieeinsparpotenzialen werden auch Einsatzmöglichkeiten für erneuerbare Energien und die dafür notwendigen Investitionen abgeschätzt sowie die Heizkosten- und CO₂-Einsparungen ausgewiesen. Damit werden insbesondere Fehlinvestitionen vermieden, die nicht zu Energieeinsparungen führen. Erst- und Kurzberatungen von privaten Haushalten werden mit der unabhängigen Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv) durchgeführt und über das BMWi finanziell unterstützt (siehe Kapitel 3.2.iv. Verbraucherinformationen).

Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen

Die Maßnahme unterstützt seit 2016 Kommunen, kommunale Unternehmen und gemeinnützige Organisationen bei der energetischen Sanierung ihres Gebäudebestandes (unter anderem Schulen, Kindergärten und Verwaltungsgebäude) und der Errichtung energieeffizienter Neubauten. Dank einer qualifizierten und geförderten Energieberatung bekommen die Eigentümer dieser Gebäude einen guten Überblick, wo in ihren Gebäuden die meiste Energie verschwendet wird, welche Investitionen wirtschaftlich sinnvoll sind, welche Einsparpotenziale sie haben und wie Fehlinvestitionen vermieden werden. Das bereits in der Energieberatung Wohngebäude implementierte Konzept des individuellen Sanierungsfahrplans soll in einem nächsten Schritt für kommunale Gebäude weiterentwickelt werden. Kommunen kommen dementsprechend auch ihrer Pflicht zur Vorbildfunktion der öffentlichen Hand nach.

Energieberatung im Mittelstand (EBM)

Mit der Energieberatung im Mittelstand werden energetische Schwachstellen in kleineren und mittleren Unternehmen (unter anderem auch Gebäude) untersucht und eine Betriebsbesichtigung durchgeführt (siehe auch Kapitel 3.2 iv.).

Nationales Effizienzlabel für Heizungsanlagen

Mit dem Effizienzlabel für Heizungsanlagen vergeben die Installateure seit 2016 und die Bezirksschornsteinfeger seit 2017 schrittweise, beginnend mit den ältesten Heizkesseln, das Effizienzlabel. Ziel der Maßnahme ist, die Austauschrate alter Heizgeräte um 20 Prozent auf 3,7 Prozent pro Jahr zu steigern und über den Kesseltausch Energieeinsparungen anzureizen. Über sieben Jahre sollen insgesamt ca. 13 Millionen Heizkessel gelabelt werden.

Neues Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Gemäß dem Koalitionsvertrag sollen die bestehenden Vorschriften des Energieeinsparrechts für Gebäude in einem modernen Gebäudeenergiegesetz zusammengeführt, entbürokratisiert und vereinfacht werden. Die Anforderungen des EU-Rechts zum 01. Januar 2019 für öffentliche Nichtwohngebäude und zum 01. Januar 2021 für alle Gebäude werden dadurch umgesetzt. Dabei gelten die aktuellen energetischen Anforderungen für Bestand und Neubau fort. Zudem wird der Quartiersansatz eingeführt.

Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung

Die energetische Gebäudesanierung soll dem Koalitionsvertrag zufolge steuerlich gefördert werden: Antragsteller sollen zwischen einer Zuschussförderung und einer Reduzierung des zu versteuernden Einkommens wählen können.

CO₂-Gebäudesanierungsprogramm des Bundes

Das Programm fördert über die von der KfW administrierten Programme zum energieeffizienten Bauen und Sanieren energetische Sanierungen und hocheffiziente Neubauten zur Umsetzung der langfristigen Renovierungsstrategie für Gebäude. Es ist im Effizienzbereich das volumenstärkste Förderinstrument (Mittelausstattung im Jahr 2016 und 2017: jeweils 2 Milliarden Euro). Gefördert werden Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich mit zinsvergünstigten Darlehen zum Teil mit Tilgungszuschüssen oder alternativ mit Investitionszuschüssen.

Marktanreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)

Mit dem Marktanreizprogramm (MAP) werden Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärme- und Kälte-Bereitstellung sowie bestimmte Wärmespeicher und Nahwärmenetze gefördert, sowohl in Wohn- als auch in Nichtwohngebäuden. Dabei sind fast ausschließlich Anlagen im Gebäudebestand förderfähig, Anlagen in Neubauten nur in Ausnahmefällen. Das Programm umfasst zwei Förderteile. Für kleinere Anlagen werden über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Investitionszuschüsse gewährt. Förderfähig sind hier Solarkollektoranlagen, Biomasseanlagen und effiziente Wärmepumpen. Für größere Anlagen gewährt der Bund im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien, Premium, Zuschüsse zur anteiligen Tilgung zinsgünstiger KfW-Darlehen. In diesem Teil sind große Solarthermieanlagen, Biomasseheiz(kraft)werke, große effiziente Wärmepumpen, Biogasleitungen, Tiefengeothermieanlagen, Nahwärmenetze für Wärme aus erneuerbaren Energien und große Wärmespeicher für Wärme aus erneuerbaren Energien förderfähig. Für das MAP stehen derzeit jährliche Ausgabemittel von circa 320 Millionen Euro zur Verfügung. Die geltende Förderrichtlinie des MAP („Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“) hat aktuell bis auf Weiteres kein festes Laufzeitende.

Förderprogramme Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit sowie Wettbewerb

Angesichts der ambitionierten Ziele der Bundesregierung zur Erhöhung der Energieeffizienz und Minderung der CO₂-Emissionen im Industriebereich ist es erforderlich, auch Maßnahmen zur Abwärmevermeidung und -nutzung für die Verbesserung der Energieeffizienz in den Unternehmen zu ergreifen. Die Förderprogramme „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ und „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Wettbewerb“ leisten einen wichtigen Beitrag dazu, dass Unternehmen angeregt werden, zeitnah und nachhaltig entsprechende Investitionen zu ergreifen, so dass dadurch erhebliche CO₂-Minderungsbeiträge erbracht werden können. In der Industrie bestehen große Potenziale bisher nicht genutzter Abwärme. Diese Programme sollen unter anderem die erforderlichen Anreize liefern, um entsprechende Investitionen zur Abwärmevermeidung und -nutzung auszulösen. Gefördert werden sollen technologieoffen alle Investitionen in den Ersatz, die Modernisierung, die Erweiterung oder den Neubau von Anlagen, wenn dadurch Abwärme vermieden oder bislang ungenutzte Abwärme inner- und außerbetrieblich effizient genutzt wird. Ein großer Teil der bestehenden Abwärmevermeidungs- und -nutzungspotenziale kann nicht allein durch standardisierte Maßnahmen, wie zum Beispiel die Installation von Wärmetauschern, erschlossen werden. Erforderlich sind vielmehr für das jeweilige Unternehmen maßgeschneiderte Projekte, die sich auf eine Integration der Wärme in den dafür optimierten Produktionsprozess oder die interne bzw. externe Nutzung der Abwärme richten. Neben der Abwärmevermeidung und -nutzung wird durch die Förderprogramme auch die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Bereitstellung von Prozesswärme angereizt.

Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)

Die MAP-Förderung wurde durch die Einführung des Anreizprogramms Energieeffizienz (APEE) gestärkt. Dieses umfasst drei investive Förderbereiche: 1) den Einbau von Lüftungsanlagen (Lüftungspaket) in Kombination mit einer Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle zur Vermeidung von Bauschäden (unter anderem Schimmelbefall), 2) den Austausch ineffizienter Heizungen durch effiziente Heizungen (Heizungspaket), 3) die Markteinführung stationärer Brennstoffzellenheizungen in Neubauten und Bestandsgebäuden. Die Förderung erfolgt durch einen Zuschuss für stationäre Brennstoffzellenheizungen mit einer elektrischen Leistung von 0,25 bis 5,0 Kilowatt über das KfW-Programm „Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle“.

Förderprogramm Heizungsoptimierung

Das Programm soll den Ersatz ineffizienter Heizungs- und Warmwasser-Zirkulationspumpen durch hocheffiziente Pumpen und die Optimierung bestehender Heizungsanlagen durch einen sogenannten hydraulischen Abgleich anreizen. Das Programm dient als Einstieg zur Durchführung umfassenderer Maßnahmen zur Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz.

Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen

Die Bundesregierung plant Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen, die Gebäude, Anlagen oder Prozesse mit Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien versorgen, in einer neuen Fördersäule zu bündeln (vgl. hierzu auch 3.2.vii.). Im Rahmen des MAP werden derzeit Investitionen gefördert, die Gebäude, Anlagen oder Prozesse mit Wärme oder Kälte versorgen. Dazu gehören Wärme- und Kältenetze und -speicher, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden, sowie größere Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien (z. B. Tiefengeothermieanlagen, Biomasseheizwerke). Diese Maßnahme ist auch relevant für die Treibhausgasminderung in Kapitel 3.1.1.

Bauforschungsinitiative Effizienzhaus Plus

Seit 2011 stärkt die Bundesregierung mit der Initiative Effizienzhaus Plus einen technologieoffenen, zukunftsgerichteten Gebäudestandard mit einem bundesweiten Netzwerk von Effizienzhaus-Plus-Modellvorhaben zum zeitnahen Wissenstransfer aus der Forschung in die Praxis. Der Effizienzhaus-Plus-Standard fördert nachhaltig den positiven Jahresprimär- und Jahresendenergiebedarf und den Einsatz erneuerbarer Energien im Gebäudebereich. Erste Modellvorhaben im Wohnungsbau (Neubau, Altbau, Quartier) haben wissenschaftlich ihren Praxistest bestanden und werben mit innovativen Lösungsansätzen für klimagerechtes Bauen. Über ein Jahr gemessen, gewinnt ein Effizienzhaus Plus mehr Energie, als es für seine Nutzung benötigt. Mit dem Plus an Energie kann vernetzt im Quartier zum Beispiel den Gebäuden geholfen werden, die die energetischen Anforderungen an den Gebäudestandard 2030 nicht erreichen oder auch sektorübergreifend dem Verkehrssektor. Die Initiative setzt neue Impulse bei der Markteinführung klimagerechter Innovationen beim Bauen und Wohnen, aktiviert die CO₂-Reduktionspotenziale im Gebäudebereich und eröffnet auch neue Geschäftsfelder wie zum Beispiel das Car-Sharing von E-Mobilen in der Wohnungswirtschaft.

Förderinitiative EnEff.Gebäude.2050

Mit der Initiative „EnEff.Gebäude.2050“ fördert das BMWi Leuchtturmprojekte, die mit innovativen Technologien und Konzepten breitenwirksame Lösungen für klimaneutrale Gebäude und Quartiere demonstrieren und damit eine Markteinführung oder breite Umsetzung voranbringen. Diese sollen dazu beitragen, dass bis 2050 der gesamte Gebäudebestand nahezu klimaneutral wird. Förderfähige Projekte können die Entwicklung einzelner Schlüsseltechnologien und -verfahren bei Neubauten oder für die Sanierung zum Gegenstand haben und dabei auch geringe Forschungsanteile beinhalten (sogenannte Innovationsprojekte).

Auch Projekte, die ambitionierte Beispielumsetzungen für nahezu klimaneutrale Gebäude und Quartiere demonstrieren (sogenannte Transformationsprojekte), können gefördert werden. Besonders aussichtsreiche Konzeptentwicklungen werden zudem in Ideenwettbewerben prämiert. Ab 2019 wird EnEff.Gebäude.2050 im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms fortgesetzt.

Vorbildfunktion im öffentlichen Gebäudebestand

Die öffentliche Hand soll im Gebäudebereich eine Vorbildfunktion einnehmen: Diese Forderung gilt sowohl für Neubauten als auch für den Gebäudebestand. Für die praktische Ausgestaltung ihrer Vorbildfunktion hat die Bundesregierung seit nunmehr über 20 Jahren entsprechende Erlasse formuliert. Aktuell sollen beispielsweise die gesetzlichen Mindestanforderungen an die Energieeffizienz bei der Sanierung von Bestandsgebäuden unter Beachtung der Wirt-

schaftlichkeit um mindestens 20 Prozent unterschritten werden. Der Koalitionsvertrag der aktuellen Legislaturperiode sieht eine Fortschreibung des bestehenden Erlasses zur Vorbildfunktion von Bundesbauten vor. Zudem soll ein energetischer Sanierungsfahrplan für Bundesliegenschaften beschlossen werden. Nach geltendem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) muss die öffentliche Hand grundsätzlich den Wärme- und Kälteenergiebedarf von errichteten öffentlichen Gebäuden, die sich in ihrem Eigentum befinden und grundlegend renoviert werden, durch die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien decken. Bei allen Maßnahmen sind Klimaschutzziele unter Beachtung des Wirtschaftlichkeitsgebots und der Kosteneffizienz zu erreichen.

Der in Folge der Novelle der Europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) als Teil der Weiterentwicklung der langfristigen Renovierungsstrategie (Umsetzungsfrist 09. März 2020) geforderte Überblick über den nationalen Gebäudebestand und den erwarteten Anteil renovierter Gebäude wird nachgereicht. Dies gilt gleichfalls für die Ermittlung kosteneffizienter Konzepte für Renovierungen je nach Gebäudetyp und Klimazone.

3.2.iii. Beschreibung der Politiken und Maßnahmen zur Förderung von Energiedienstleistungen im öffentlichen Sektor und Maßnahmen zur Beseitigung von rechtlichen und sonstigen Hindernissen, die die Nutzung von Energieleistungsverträgen und anderen Energieeffizienz-Dienstleistungsmodellen erschweren

Die Bundesregierung hat umfangreiche strategische Maßnahmen ergriffen, um die Hemmnisse für die Verbreitung von Energiedienstleistungen im öffentlichen Sektor zu beseitigen. Diese erstrecken sich von Informationsangeboten über Schulungsmöglichkeiten bis hin zu Förderprogrammen.

Förderung von Beratungen zum Energiespar-Contracting im Rahmen des EBK

Im Rahmen des o. g. Beratungsprogramms „Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen“ (EBK, siehe Kapitel 3.2.ii.) wird unter anderem für Kommunen ein „Contracting-Check“ mitgefördert. Hierbei wird von einem qualifizierten Energieberater geprüft, ob und wie die in einem vorherigen (ebenfalls geförderten) Energieaudit bzw. einer Energieberatung (Sanierungsfahrplan) vorgeschlagenen Maßnahmen sich durch ein geeignetes Contracting-Modell umsetzen lassen. Die Kommunen sollen so auch auf die oftmals wenig bekannten Möglichkeiten verschiedener Contracting-Modelle aufmerksam gemacht werden, um so eine größere Verbreitung insbesondere des Energiespar-Contracting zu fördern.

Bund-Länder-Dialog Contracting

Im Rahmen des Projekts wird eine Plattform zum intensiven Austausch zu Energiespar-Contracting zwischen Vertretern aus Bund und Ländern geboten. Das Projekt zielt darauf, Hemmnisse zur Umsetzung von Energiespar-Contracting zu beseitigen und regionale Kompetenzen in diesem Bereich aufzubauen. Dazu werden jährliche Plenumstreffen und Workshops sowie ein Mentoring-Programm und der Austausch von „Best-Practices“ angeboten. Auch wird der Aufbau von regionalen Kompetenzzentren unterstützt.

Modellprojekte Contracting

Im Rahmen des o. g. Bund-Länder-Dialogs Contracting wird außerdem die konkrete Umsetzung von ca. 10–15 ambitionierten Contracting-Modellprojekten in repräsentativen Liegenschaften auf kommunaler und Landesebene gefördert, die vorbildhaft das Potenzial von Contracting aufzeigen und so die Etablierung eines funktionierenden ESC-Markts in Deutschland anstoßen sollen. Die Modellprojekte sollen zudem zur Schulung von Schlüsselakteuren und zur Entwicklung von Standards und Leitlinien für ähnliche Projekte genutzt werden.

Information zu Musterverträgen und Leitfäden

Die Bundesstelle für Energieeffizienz bietet auf ihrer Internetseite Informationen zu kostenfrei verfügbaren Contracting-Musterverträgen und Leitfäden zum Energiespar-Contracting. Hierunter befinden sich auch Angebote speziell für öffentliche Liegenschaften oder Kommunen.

Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerke von Kommunen

Kommunen können sich im Rahmen dieses Förderprogramms zu einem Netzwerk zusammenschließen, um ihre Energie- und/oder Ressourceneffizienz zu verbessern. Gemeinsam können sie durch die Unterstützung eines Netz-

werkteams Einsparmöglichkeiten erkennen und umsetzen. Kommunen und kommunale Unternehmen können sich ebenso bei der energetischen Sanierung ihres Gebäudebestandes qualifiziert beraten lassen. Hierzu wird auf Kapitel 3.2.ii. zur langfristigen Renovierungsstrategie verwiesen.

3.2.iv. Sonstige geplante Politiken, Maßnahmen und Programme zur Verwirklichung der indikativen nationalen Energieeffizienzbeiträge für 2030 sowie anderer in Ziffer 2.2. genannter Ziele (z. B. Maßnahmen zur Förderung des Vorbildcharakters der Gebäude öffentlicher Einrichtungen und zur Förderung der energieeffizienten Vergabe öffentlicher Aufträge, Maßnahmen zur Förderung von Energieaudits und Energiemanagementsystemen, Maßnahmen zur Schulung der Verbraucher sowie Informations- und Ausbildungsmaßnahmen, sonstige Maßnahmen zur Förderung von Energieeffizienz)

Förderung der Vorbildrolle der öffentlichen Hand

Vorbildfunktion im öffentlichen Gebäudebestand

Siehe Kapitel 3.2.ii. „langfristige Renovierungsstrategie“

Energieeffiziente öffentliche Auftragsvergabe

Energieeffiziente Beschaffung durch öffentliche Einrichtungen

Der größte Nachfrager nach Gütern und Dienstleistungen in Deutschland ist mit einem Gesamtwert von ca. 300 Milliarden Euro im Jahr (rund 13 Prozent des BIP) die öffentliche Hand (UBA 2014). Artikel 6 EED verlangt von den Mitgliedstaaten – außer bei eng definierten Ausnahmen –, nur Produkte, Dienstleistungen und Gebäude mit hoher Energieeffizienz zu beschaffen. Entsprechend wurden in den vergangenen Jahren Regelungen und Gesetze erlassen, die die energieeffiziente Beschaffung fordern und fördern. Die Vergabeverordnung (VgV), die von allen öffentlichen Auftraggebern bei europaweiten Ausschreibungen zu beachten ist, schreibt in § 67 (Beschaffung energieverbrauchsrelevanter Liefer- oder Dienstleistungen) fest, dass das höchste Leistungsniveau an Energieeffizienz und, soweit vorhanden, die höchste Energieeffizienzklasse eingefordert werden sollen, wenn energieverbrauchsrelevante Waren beschafft werden oder sie wesentliche Voraussetzung zur Ausführung einer Dienstleistung sind. Die Energieeffizienz muss auch bei der Ermittlung des wirtschaftlichsten Angebots als Bewertungskriterium berücksichtigt werden. Für die Vergabe von Bauleistungen enthält § 8 EU VOB/A (Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen) eine inhaltsgleiche Vorschrift. Über diese Verpflichtung hinaus fördern das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), die Vergabeverordnung (VgV), die Vergabe- und Vertragsordnungen für Leistungen, Teil A (VOL/A), 1. Abschnitt, die Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen, Teil A (VOB/A), und die Vergabeordnung Verteidigung und Sicherheit (VSVgV) solche Beschaffungen. Die Bundesstelle für Energieeffizienz veröffentlicht zudem Listen mit Energieeffizienzkriterien für verschiedene Produktkategorien als ergänzende Hilfestellung für Auftraggeber.

Energieaudits/Energiemanagementsystem

Energieaudit für Nicht-KMU (kleine und mittelständische Unternehmen)

Verpflichtung zur Durchführung von Energieaudits in großen Unternehmen. Alternativ können die Unternehmen ein Energiemanagementsystem oder ein Umweltmanagementsystem einführen.

Förderung von Energiemanagementsystemen

Im Rahmen des Förderprogramms „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft“ wird der Erwerb und die Installation von Mess-, Steuer- und Regelungstechnik und Sensorik zum Monitoring und zur effizienten Regelung von Energieströmen zur Einbindung in ein Energiemanagementsystem gefördert. Auch der Erwerb und die Installation von Energiemanagement-Software sowie die Schulung des Personals durch Dritte im Umgang mit der Software werden gefördert. Darüber hinaus wird im Rahmen der Energieberatung Mittelstand eine Beratung zur Einführung und Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems in KMU gefördert.

Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE)

Ergänzend führt die Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) eine kostenlose öffentliche Anbieterliste für Energiedienstleistungen, Energieaudits und Energieeffizienzmaßnahmen.

Verbraucherinformation/Ausbildungsmaßnahmen

Für den Gebäudebereich sind die Maßnahmen zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude in der langfristigen Renovierungsstrategie dargelegt, die Bundesregierung fördert die Energieberatung sowohl für Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude.

Unabhängige Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv)

Erst- und Kurzberatungen werden mit der unabhängigen Beratung beim Verbraucherzentrale Bundesverband e. V. (vzbv) durchgeführt und über das BMWi finanziell unterstützt. Die Energieberatungen der Verbraucherzentralen schließlich orientieren sich an den unterschiedlichen Interessen von privaten Haushalten. Die bundesweit durchgeführten Beratungen sollen helfen, Vorurteile und Hemmnisse für energetische Sanierungsmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien abzubauen. Sie sind zudem ein niedrigschwelliger Einstieg für eine gebäudebezogene Beratung. Derzeit werden bundesweit insgesamt jährlich über 100.000 Beratungen durchgeführt. Im Anschluss werden energetische Maßnahmen ausgeführt oder es wird eine tiefergehende Beratung über die „Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan)“ in Anspruch genommen.

Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung/individueller Sanierungsfahrplan)

Siehe unter Kapitel 3.2.ii. „langfristige Renovierungsstrategie“

Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen/gemeinnützigen Organisationen

Siehe unter Kapitel 3.2.ii. „langfristige Renovierungsstrategie“

Energieberatung im Mittelstand (EBM)

Im Rahmen der Energieberatung im Mittelstand (EBM) werden Sanierungskonzepte für gewerbliche Gebäude von kleinen und mittleren Unternehmen gefördert. Hierbei werden energetische Schwachstellen im Unternehmen untersucht und eine Betriebsbesichtigung durchgeführt. Es wird eine vertiefende Energieanalyse nach der DIN EN 16247-1 durchgeführt, welche klare Informationen über potenzielle Einsparungen und einen konkreten Maßnahmenplan enthält. Ebenfalls gefördert wird die Beratung zur Einführung und Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems sowie ein „Contracting Check“, d. h. eine Überprüfung, inwiefern sich die vorgeschlagenen Maßnahmen durch ein geeignetes Contracting-Modell umsetzen lassen, verbunden mit einer konkreten Umsetzungsempfehlung (siehe auch Contracting-Beratung im Rahmen der EBK unter 3.2.iii.). Zudem kann ein Konzept zur Abwärmenutzung (NAPE) gefördert werden. Die Energieberatungen anderer Verbrauchergruppen werden mit der „Energieberatung für Wohngebäude (Vor-Ort-Beratung, individueller Sanierungsfahrplan)“ und der „Energieberatung für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen“ gefördert (siehe unter „langfristige Renovierungsstrategie“).

Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz

Die Mittelstandsinitiative Energiewende und Klimaschutz soll bis 2021 verlängert werden. Sie ist eine Gemeinschaftsinitiative von BMWi, BMU, DIHK und ZDH mit dem Ziel, kleine und mittlere Unternehmen mit Themen zur Verbesserung der Energieeffizienz und der Minderung von Treibhausgasemissionen vertraut zu machen. Im Rahmen der Initiative werden gewerkspezifische Materialien zu diesen Themen erstellt und an die Unternehmen herangetragen. Außerdem sollen handwerksgerechte Erfahrungsaustausche zu praktischen Energiethemen durch die Schaffung von Energieeffizienzstammtischen organisiert und durchgeführt werden.

Nationale Top-Runner-Initiative (NTRI)

Die Maßnahme entwickelt und setzt seit Januar 2016 im engen Dialog mit zentralen Stakeholdern nationale Maßnahmen für energieeffiziente Produkte um. Durch die Initiative sollen energieeffiziente und qualitativ hochwertige Geräte („Top-Runner“) schneller in den Markt gebracht und damit die Marktdurchdringung entsprechender Geräte vorangetrieben werden.

Kampagne – „Deutschland macht's effizient“

Die Informations- und Aktivierungskampagne „Deutschland macht's effizient“ soll alle gesellschaftlichen Akteure über das Gemeinschaftsprojekt Energiewende informieren und von der Notwendigkeit eines noch effizienteren Einsatzes von Energie überzeugen.

Informations- und Kompetenzzentrum für zukunftsgerechtes Bauen (IKzB)

Das IKzB fördert den Wissenstransfer und den gesamtgesellschaftlichen Dialog zur Weiterentwicklung des energieeffizienten Bauens der Zukunft.

3.2.vii. Etwaige regionale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet**Deutsch-Französische Energieplattform**

Deutschland arbeitet im Bereich Energieeffizienz eng mit Frankreich auf Grundlage der „Gemeinsamen Energieerklärung“ vom 31. März 2015 zusammen. Die in Umsetzung der Energieerklärung geschaffene Deutsch-Französische Energieplattform von dena (Deutsche Energieagentur) und ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) umfasst zwei Effizienzprojekte: Die Projekte zielen einerseits auf die Aufbereitung und den länderübergreifenden Austausch von „Best-Practice“-Beispielen im Bereich Gebäudesanierung und andererseits auf die Zusammenarbeit zur Förderung der Energieeffizienz in der Industrie ab. Die Deutsch-Französische Energieplattform wird durch Zuwendungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert.

3.2.viii. Finanzierungsmaßnahmen – einschließlich Unterstützung durch die Union und Nutzung von Unionsmitteln – auf diesem Gebiet auf nationaler Ebene

Finanzierungsmaßnahmen in Form von intensiver Förderung oder Preis- und Anreizmechanismen sind zentrale Bestandteile der Maßnahmen im Effizienzbereich. Sie ergänzen andere Maßnahmen durch gezielte finanzielle Anreize, um die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in den verschiedenen Anwendungsfeldern zu ermöglichen. Energieverbraucher können somit langfristig ihre Energiekosten senken. Für Unternehmen eröffnen sich durch Investitionen in Energieeffizienz nicht nur Kostenvorteile, sondern auch neue Chancen auf den internationalen Märkten.

Förderung

Die Bundesregierung hat unter anderem mit der Förderung von Effizienzmaßnahmen und Maßnahmen zum Einsatz erneuerbarer Wärme Rahmenbedingungen geschaffen, um die Entwicklung und Verbreitung von innovativen Energietechnologien aus Deutschland zu verstärken. Investive Förderprogramme ergänzen somit die Beratungs- und Informationsangebote durch gezielte finanzielle Anreize, um die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in den verschiedenen Anwendungsfeldern zu ermöglichen. Energieverbraucher können somit langfristig ihre Energiekosten senken (siehe „langfristige Renovierungsstrategie“). Für Unternehmen eröffnen sich durch Investitionen in Energieeffizienz nicht nur Kostenvorteile, sondern auch neue Chancen auf den internationalen Märkten. So exportiert Deutschland im nennenswerten Umfang Güter, die im Zusammenhang mit Effizienzmaßnahmen und erneuerbarer Wärme im Bereich der rationellen Energieverwendung und -umwandlung verwendet werden, wie zum Beispiel energieeffiziente Elektrogeräte, Dämmstoffe, Gebäudeanlagentechnik oder Komponenten für Produktionsprozesse. Für den Gebäudebereich sind die Maßnahmen zur Umsetzung der Energieeffizienzstrategie Gebäude in der „langfristigen Renovierungsstrategie“ in Kapitel 3.2.ii. dargelegt.

Förderstrategie Energieeffizienz und erneuerbare Wärme

Alle Förderprogramme werden seit 2017 grundlegend durch die „Förderstrategie Energieeffizienz und erneuerbare Wärme“ des BMWi überarbeitet, um Tatbestände erweitert und besser aufeinander abgestimmt: Im Vordergrund steht dabei, die Fördereffizienz, Adressatenorientierung und Übersichtlichkeit der bestehenden Förderprogramme zu steigern und Synergien der einzelnen Förderprogramme zu nutzen und zu bündeln. Ziel ist eine Stärkung der Kombination aus Effizienz und erneuerbaren Energien bei der energetischen Sanierung von Gebäuden durch eine

engere Verzahnung der bestehenden Förderinstrumente, beispielsweise indem Paketlösungen, die Effizienzmaßnahmen mit der Neuinstallation erneuerbarer Wärmeerzeuger verbinden, besonders berücksichtigt werden. Die „Förderstrategie Energieeffizienz und erneuerbare Wärme“ des BMWi sieht außerdem eine neue Fördersäule „Wärmeinfrastruktur“ vor, in der sich das unter 3.1.2. ausführlich beschriebene „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ zukünftig eingliedert. Teil der Förderstrategie sind unter anderem auch die bereits unter 3.2.ii. dargestellten Förderprogramme.

Förderstrategie im Bereich Industrie, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen

Im Rahmen der Förderstrategie wurden die bestehenden sechs Förderprogramme für Effizienzsteigerungen in der Wirtschaft evaluiert und zusammengefasst. Dabei wurden die bestehenden Förderinstrumente auf den Prüfstand gestellt, bewährte Elemente übernommen und notwendige Optimierungen sowohl zur Steigerung der Fördereffektivität als auch der Fördereffizienz vorgenommen. Zukünftig wird die Förderung von Investitionen in Anlagen- und Prozessoptimierungen sowie in erneuerbare Prozesswärmetechnologie gebündelt in zwei Programmen: klassische Zuschussförderung im Programm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit“ sowie wettbewerbliche Förderung im Programm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Wettbewerb“. Beide Programme bieten zukünftig einen in sich konsistenten Zugang zu Fördermitteln zur Erhöhung der Energieeffizienz bzw. Nutzung von Wärme aus erneuerbarer Energie in Prozessen. Durch ihre Neustrukturierung werden sowohl der Austausch einzelner Komponenten durch eine niederschwellige Basisförderung als auch die technologieoffene systemische Optimierung und der Einsatz erneuerbarer Energien zur Prozesswärmeerzeugung adressiert.

Weiterentwicklung des Programms zur „Förderung von Stromeinsparungen im Rahmen wettbewerblicher Ausschreibungen: STEP up!“

Mit STEP up! (STromEffizienzPotenziale nutzen!) erprobte die Bundesregierung ein neues Instrument mit dem Ziel, maximale Stromeinsparungen mit einem möglichst guten Kosten-Nutzen-Verhältnis anzureizen: Diejenigen Maßnahmen erhielten im Wettbewerb den Zuschlag, die pro „Förder-Euro“ die höchsten Stromeinsparungen erreichten. Aufgrund der daraus gewonnenen Erkenntnisse wurde das Programm weiterentwickelt zum technologieoffenen Programm „Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft – Wettbewerb“.

Förderinitiative „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“

Die Förderinitiative ist eine vom BMWi und BMBF gesteuerte Initiative und fördert die Energiewende von Gebäuden im städtischen Bereich. Der Fokus liegt hier auf der Sanierung und dem Neubau von mehrgeschossigen Wohnbauten und umfassenden und systemisch angelegten Leuchtturmprojekten auf Quartiersebene. Das Projekt, das Mitte 2017 gestartet ist, hat ein Fördervolumen von insgesamt 120 Millionen Euro.

Förderung für Mini-Blockheizkraftwerke (BHKW)

Bis 20 kW werden Anlagen gefördert, die besonders effizient Energie in Wohn- und Nichtwohngebäuden bereitstellen.

Energie- und Stromsteuergesetz

Die Steuererleichterungen für das Produzierende Gewerbe sollen verhindern, dass Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, aufgrund von hohen Energieabgaben Nachteile erfahren. Neben einer allgemeinen Steuerentlastung in Höhe von 25 Prozent für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und dem Spitzenausgleich mit einer Entlastung bis zu 90 Prozent für energieintensive Unternehmen, existieren vollständige Steuerentlastungen für bestimmte energie- und stromintensive Prozesse (z. B. Elektrolyse, Metallverarbeitung, Herstellung von Glaswaren, keramische Erzeugnisse). Über den Spitzenausgleich werden energieintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes um bis zu 90 Prozent von der Strom- und Energiesteuer entlastet. Der Spitzenausgleich wird nur gewährt, wenn das Unternehmen ein Energie- bzw. ein Umweltmanagementsystem betreibt (bei KMU: Durchführung eines alternativen Systems) und das Produzierende Gewerbe als Ganzes den jährlichen Zielwert zur Senkung der Energieintensität erreicht. Alle vorgenannten Steuerbegünstigungen werden derzeit auf ihre Zielerreichung und Notwendigkeit evaluiert.

3.3. Dimension Sicherheit der Energieversorgung

Erdgas

In Deutschland sind eine Reihe von Akteuren sowie alle Gasversorgungsunternehmen verantwortlich für die Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und nehmen diese Aufgaben eigenverantwortlich wahr. Vor der Darstellung der Maßnahmen im Erdgasbereich wird kurz auf die zentralen Akteure eingegangen:

- **Fernleitungsnetzbetreiber (FNB):**
Die FNB betreiben Netze, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, (...) sind verantwortlich für den ordnungsgemäßen Betrieb, die Wartung und erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes (...) [vgl. § 3 Nr. 5 Energiewirtschaftsgesetz – EnWG].
- **Verteilernetzbetreiber (VNB) – Gas:**
Die VNB nehmen die Aufgabe der Verteilung von Gas wahr, sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen [vgl. § 3 Nr. 7 EnWG], hierunter können zum Beispiel Stadtwerke fallen.
- **Untergroundspeicherbetreiber (UGSB):**
Die UGSB nehmen die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahr und sind für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich [vgl. § 3 Nr. 9 EnWG].
- **Marktgebietsverantwortlicher (MGV):**
MGV ist eine natürliche oder juristische Person, die von den FNB bestimmt wurde und in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet (...) zu erbringen sind [vgl. § 2 Nr. 11 Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV]. Beschafft Regelenergie zum Ausgleich physischer Differenzen zwischen Ein- und Auspeisung. Verfügt über Informationen über die Versorgungssituation des Marktgebietes.
- **Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) – Gas:**
BKV ist eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem MGV für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist [vgl. § 2 Nr. 5 GasNZV]. Nominieren Gasmengen gegenüber FNB und MGV im Auftrag ihrer Transportkunden, sind verantwortlich für die Steuerung der Bilanzkreise, sind verpflichtet, die Mengenverfügbarkeit und die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise innerhalb des Marktgebietes zu gewährleisten.

3.3.i. Politiken und Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Ziffer 2.3. vorgesehenen Elementen

Maßnahmen zum Erhalt und – wo notwendig – zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit in Deutschland

Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden

Da Gasversorgung nur im Rahmen sicherer und zuverlässiger Netze möglich ist, kommt den FNB und VNB eine zentrale Rolle zu. Sie haben bei Maßnahmen nach § 16 EnWG die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden zu berücksichtigen. Vor allem im Falle der Gefahr von Engpässen in der Gasversorgung muss der Netzbetrieb sowie die Vergabe und Planung von Kapazitäten einschließlich Transitzkapazitäten so durchgeführt werden, dass die Versorgungssicherheit der Haushaltskunden so lange wie möglich gewahrt bleibt.

Informationsbereitstellung

Zur Sicherstellung der Gasversorgung sind die FNB/VNB gemäß § 15 Absatz 2 EnWG verpflichtet, jedem anderen Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die mit ihrem eigenen Netz verbunden sind, die notwendigen Informationen bereitzustellen. Die Verpflichtung gilt auch für Betreiber von Speicheranlagen.

Netzentwicklungsplan (NEP) – Gas

Die FNB sind gemäß § 15a EnWG verpflichtet, im zweijährigen Turnus gemeinsam den NEP zu erarbeiten. Darin ermitteln sie gemeinsam den Infrastrukturbedarf für die nächsten zehn Jahre. Die VNB stellen hierfür erforderliche Informationen zur Verfügung. In den NEP wird auch immer ein „Versorgungssicherheitsszenario“ modelliert, bei dem Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen werden (§ 15a Absatz 1 EnWG). Nach Zustimmung durch die BNetzA ist dieser Plan für die FNB verbindlich. Der NEP wird nochmals ausführlicher unter dem Stichwort Infrastrukturprojekte in Kapitel 2.4.2. und Kapitel 3.4.2. und weiter unten für Strom beleuchtet.

Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen („Reverse Flows“)

Die FNB sind zuständig für die Schaffung dauerhafter bidirektionaler Kapazitäten für Lastflüsse in allen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen. Hierfür kooperieren sie mit dem angrenzenden FNB. Von den insgesamt 29 Grenzübergangspunkten verfügen derzeit sieben Grenzpunkte über bidirektionale physische Lastflusskapazitäten (ohne Berücksichtigung grenzüberschreitender Gasspeicheranschlüsse). Diese Kapazitäten stehen dauerhaft zur Verfügung. Investitionen angrenzender ausländischer Netzbetreiber in „Reverse Flow“-Kapazitäten zur Steigerung der deutschen Versorgungssicherheit sind derzeit nicht erforderlich, werden perspektivisch aber unterstützt.

Speicher

Zentral für die Absicherung der Erdgasversorgung insbesondere bei Lieferengpässen und die Abdeckung von saisonalen Verbrauchsschwankungen ist die ausreichende Verfügbarkeit von Speicherkapazität mit hoher Ausspeicherleistung. Aktuell werden in Deutschland 280 Untergrundspeicher (UGS) an 51 Standorten kommerziell betrieben. Ihre räumliche Verteilung erstreckt sich nahezu über Gesamtdeutschland, wobei aufgrund der geologischen Gegebenheiten regionale Schwerpunkte im Nordwesten bestehen. Entsprechend ihrer Verpflichtungen für die Versorgungssicherheit liegt die Verantwortung für die Nutzung der kommerziellen Speicheranlagen bei den Händlern, indem sie zur Absicherung der Versorgung ihrer Kunden in den UGS insbesondere über die Kälteperiode hinweg und für den Fall unerwarteter Lieferausfälle ausreichende Mengen vorhalten.

Präventionsplan Gas

Die o. g. Maßnahmen zum Erhalt – und wo notwendig – zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland werden im Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland beschrieben. Dieser ist gemäß Artikel 8, 9 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (vorher Artikel 4, 5 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010) zu erstellen. Der Präventionsplan Gas baut auf den Ergebnissen der Risikoanalyse auf, die jeder Mitgliedstaat gemäß Artikel 7 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (vorher Artikel 9 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010) vorzunehmen hat. Die Risikoanalyse führt für die Bundesregierung die Bundesnetzagentur zusammen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durch. In dem Präventionsplan werden Maßnahmen zur Vorbeugung eines Versorgungsengpässes im Bereich Erdgas festgehalten, die den Infrastruktur- und Versorgungsstandard erfüllen, die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen senken, regionale Versorgungsengpässe vermeiden und die Widerstandsfähigkeit gegen Versorgungskrisen erhöhen. Mit Inkrafttreten der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (novellierte Verordnung (EU) Nr. 994/2010) sind der nationale Präventionsplan sowie die oben genannten nationalen Regelungen im gewissen Umfang anzupassen.

Maßnahmen zur Behebung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Erdgasversorgung

Auch wenn die Erdgasversorgungslage in Deutschland in hohem Maße sicher und zuverlässig ist, gibt es für den Fall einer Verschlechterung der Versorgungslage die erforderlichen nationalen Rahmenbedingungen und Gestaltungsrechte für Unternehmen und Behörden, um entsprechende Vorsorge zu treffen und die notwendige Zusammenarbeit aller Beteiligten und die Verfügbarkeit entsprechender Maßnahmen sicherzustellen. Rechtsgrundlagen für die Durchführung der Krisen- und Notfallplanung in Deutschland sind neben dem bereits angeführten Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) insbesondere folgende nationalen Gesetze.

Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Erdgas

Das Instrumentarium des EnSiG in Kombination mit der Gassicherungsverordnung (GasSV) kommt nur im Notfall zur Anwendung, um den lebenswichtigen Bedarf an Erdgas für den Fall zu sichern, dass die Erdgasversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört und die Gefährdung oder Störung der Versorgung durch marktgerechte Maßnahmen

nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln zu beheben ist. Als lebenswichtig gilt auch der Bedarf zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben und im EnSiG definierter internationaler Verpflichtungen. Das Instrumentarium des EnSiG wird dadurch in Kraft gesetzt, dass die Bundesregierung mittels Rechtsverordnung feststellt, dass eine Gefährdung oder Störung der Energieversorgung vorliegt. Eine Zustimmung des Bundesrates ist hierbei nicht erforderlich. Um die oben genannten Ziele im Notfall zu erreichen, können durch Rechtsverordnung gemäß § 1 Absatz 1 EnSiG Vorschriften über

- „die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung, die Abgabe, den Bezug, die Verwendung sowie Höchstpreise von (...) gasförmigen Energieträgern (...),
- Buchführungs-, Nachweis- und Meldepflichten über die (...) genannten wirtschaftlichen Vorgänge, über Mengen und Preise sowie über sonstige Marktverhältnisse bei diesen Gütern erlassen werden.“
- In der Rechtsverordnung kann gemäß Absatz 3 insbesondere vorgesehen werden, dass „die Abgabe, der Bezug oder die Verwendung der Güter zeitlich, örtlich oder mengenmäßig beschränkt oder nur für bestimmte vorrangliche Versorgungszwecke vorgenommen werden darf.“
- Die Geltungsdauer solcher Rechtsverordnungen darf sich auf nicht mehr als sechs Monate erstrecken. Ihre Geltungsdauer darf nur mit Zustimmung des Bundesrates verlängert werden.

Auf Basis des EnSiG wurde die Gassicherungsverordnung erlassen. Während marktbasierende Instrumente und Maßnahmen der Gasversorgungsunternehmen in Deutschland insbesondere im EnWG rechtlich verankert sind, legen EnSiG und die GasSV hoheitliche Eingriffsbefugnisse fest.

Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise (Gassicherungsverordnung – GasSV)

Die GasSV regelt auf der Basis des EnSiG, also nur im Notfall, die Übertragung der Gaslastverteilung an die zuständigen staatlichen Stellen. Wird der Notfall durch die Bundesregierung gemäß EnSiG durch Rechtsverordnung festgestellt, so kann die BNetzA Verfügungen als Lastverteiler erlassen und in den Markt eingreifen, wenn ein Eingreifen im überregionalen Interesse, ein Ausgleich von elektrizitäts- und gaswirtschaftlichen Belangen oder der Einsatz von Gasspeichern und sonstigen Gasversorgungsanlagen mit überregionaler Bedeutung zu regeln ist. Entsprechende Verfügungen können die Bundesländer erlassen, wenn ein Eingreifen keine überregionalen Auswirkungen hat. Da sich ein massiver Versorgungsengpass in der Regel überregional auswirken wird, kommt der BNetzA im Notfall die zentrale Rolle als Lastverteiler zu. Die Lastverteiler können Unternehmen und Betriebe, die Gas erzeugen, beziehen oder abgeben, sowie Verbraucher durch Verfügung verpflichten, innerhalb einer bestimmten Frist bestehende Verträge zu ändern oder neue Verträge dieses Inhalts abzuschließen, soweit das angestrebte Verhalten durch Anwendung bestehender Verträge nicht oder nicht rechtzeitig verwirklicht werden kann. In der Verfügung ist für eine Leistung das übliche Entgelt oder, in Ermangelung eines solchen, ein angemessenes Entgelt festzusetzen. Für die übrigen Vertragsbedingungen gilt Entsprechendes. Die Lastverteiler dürfen Verfügungen nur erlassen, soweit diese unbedingt erforderlich sind, um eine Gefährdung oder Störung der lebenswichtigen Versorgung mit Gas zu beheben oder zu mindern. Die GasSV ermächtigt in § 1 die zuständigen staatlichen Stellen als Lastverteiler zu Verfügungen an Unternehmen und Betriebe, die Gas erzeugen, beziehen oder abgeben, sowie an Verbraucher. Solche Verfügungen stellen vorab festgelegte, nicht marktbasierende, hoheitliche Maßnahmen dar.

Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Verfügungen gemäß § 1 GasSV

Darunter könnten beispielsweise folgende Maßnahmen und Anordnungen fallen: erhöhte Gasausspeicherung, Substitution von Erdgas durch Erdöl, Substitution von Erdgas durch andere Brennstoffe, Nutzung von Strom, der nicht mit Gas erzeugt wird, Einschränkung der Stromproduktion in Gaskraftwerken, Erhöhung des Produktionsniveaus von Erdgas, Reglementierung bei Beheizung öffentlicher Gebäude, Einschränkung grenzüberschreitender Gasflüsse, Anordnung der Nutzung der Speicherbestände alternativer Brennstoffe sowie weitere Anordnungen an Endverbraucher, Großverbraucher, Industriekunden.

Solidarität

Durch die Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung wurde zum ersten Mal ein Solidaritätsmechanismus zwischen Mitgliedstaaten eingeführt mit dem Ziel, die Widerstandsfähigkeit des europäischen Gassystems deutlich zu steigern. Solidaritätsgaslieferungen stellen ein letztes Mittel in einer

weitreichenden und gravierenden Gasknappheitssituation in Europa dar. Durch Solidaritätsmaßnahmen werden die Auswirkungen einer schwerwiegenden Notlage innerhalb der Union gleichmäßiger verteilt und abgemildert. Durch bilaterale Vereinbarungen unter den direkt miteinander verbundenen Mitgliedstaaten werden die technischen, rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen für die Leistung der solidarischen Gaslieferungen geregelt, damit die Handlungsfähigkeit der Mitgliedstaaten in einer Krise möglichst effektiv gewährleistet wird. Deutschland arbeitet intensiv an der Gestaltung des möglichen Ablaufs der solidarischen Gaslieferungen und der damit verbundenen Entschädigungsregelung. Die Entwicklung des Solidaritätsmechanismus ist vom intensiven Austausch zwischen den Mitgliedstaaten, insbesondere im Rahmen der Gas Coordination Group, gekennzeichnet. Inhaltliche Einigungen zu den Grundprinzipien des Solidaritätsmechanismus sollen bis Ende des Jahres 2018 unter den Mitgliedstaaten bilateral erreicht werden.

Notfallplan Gas

Die oben aufgeführten Maßnahmen zur Behebung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Erdgasversorgung i. S. d. Artikel 10 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 werden im Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland beschrieben. Dieser ist gemäß Artikel 8 und 10 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (vorher Artikel 4 und 10 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010) zu erstellen und teilt die Maßnahmen drei Krisenstufen (Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe) zu. Das Eintreten der jeweiligen Krisenstufe ist abhängig von Schweregrad der Störung, den erwarteten ökonomischen und technischen Auswirkungen und der Dringlichkeit der Störungsbeseitigung auf nationaler Ebene. Mit Inkrafttreten der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (novellierte Verordnung (EU) Nr. 994/2010) sind der nationale Notfallplan sowie die oben genannten nationalen Regelungen in gewissem Umfang anzupassen.

Erdöl

Die wichtigsten rechtlichen Grundlagen der Ölkrisenvorsorge sind das Energiesicherungsgesetz, das Erdölbevorratungsgesetz und das Mineralölstatengesetz.

Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Erdöl

Der Anwendungsbereich des Energiesicherungsgesetzes umfasst unter anderem Erdöl und Erdölerzeugnisse. Per Rechtsverordnung können Vorschriften unter anderem über die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung und den Bezug von Energieträgern, darunter auch Mineralöl, erlassen werden. Insbesondere können etwaige verbrauchseinschränkende Maßnahmen, wie zum Beispiel Tempolimits oder Fahrverbote, bis hin zu einer möglichen Rationierung der Mineralölversorgung, vorgesehen werden. Im Fall von Ölversorgungsstörungen, die die Marktteilnehmer nicht oder nicht kurzfristig alleine auffangen können, stellt die Freigabe von Ölreserven nach dem Erdölbevorratungsgesetz das erste und vorrangige Mittel dar. Maßnahmen wie Geschwindigkeitsbegrenzungen und (partielle) Fahrverbote kommen höchstens bei sehr schweren und sehr lang anhaltenden Versorgungskrisen in Betracht.

Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBevG)

Seit 1966 gibt es in Deutschland eine gesetzliche Pflicht zur Bevorratung von Erdöl und Erdölerzeugnissen. Eingeführt wurde sie mit dem Ziel, die Energieversorgung angesichts wachsender Abhängigkeit von Erdöleinfuhren zumindest gegen kurzfristige Unterbrechungen des Einfuhrstromes abzusichern. Das Erdölbevorratungsgesetz wurde seither mehrfach angepasst, nicht zuletzt aufgrund europäischer Vorgaben und internationaler Entwicklungen.

Das ErdölBevG regelt umfassend die Bevorratung mit Erdöl und Erdölerzeugnissen zum Zwecke der Krisenvorsorge. Danach wurde der Erdölbevorratungsverband (EBV) als eine bundesunmittelbare Körperschaft des öffentlichen Rechts mit Sitz in Hamburg errichtet und mit der Inbevorratung beauftragt. Er hält Mineralölvorräte an Rohöl, Benzin, Diesel, Heizöl EL und JET A-1 im Umfang von 90 Tagen Nettoimporten vor. Im Fall einer Versorgungskrise erlässt das BMWi eine Freigabeverordnung, um den Versorgungsausfall durch Bestände des EBV auszugleichen.

Mineralölstatengesetz (MinÖlStatG)

Das MinÖlStatG stellt die Rechtsgrundlage zur Erhebung von Mineralölstaten von allen wesentlichen mit Mineralöl handelnden Unternehmen dar. Die Mineralölstaten bilden die Grundlage für die regelmäßige Beobachtung der deutschen Mineralölversorgung, aber auch für Maßnahmen im Krisenfall. Das BAFA erhebt hierzu monatlich bei den

meldepflichtigen Unternehmen Mineralöldata zu Ein- und Ausfuhr, Beständen und Inlandsabsatz von Rohöl und Mineralölprodukten. Die erhobenen Daten dienen der nationalen und internationalen Krisenvorsorge, insbesondere der Information über die aktuelle Entwicklung auf dem deutschen Ölmarkt.

Verkehrsleistungsgesetz (VerkLG)

Ein Bedarf für die Anforderung von Transportkapazitäten kann bei schweren Ölversorgungskrisen bestehen, bei denen die Bundesregierung entsprechend dem Energiesicherungsgesetz eine Störung der Energieversorgung festgestellt hat, die mit marktgerechten Mitteln nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln behoben werden kann. Als „anforderungsberechtigte Behörde“ im Sinne des § 7 Verkehrsleistungsgesetz hat das BAFA im Krisenfall Verkehrsleistungen für den Geschäftsbereich des BMWi bei der „koordinierenden Behörde“ (Bundesamt für Güterverkehr) in Auftrag zu geben. Im konkreten Fall einer Ölversorgungsstörung hätte das BAFA insbesondere zu benennen, welche Mengen an Erdöl oder Erdölzeugnissen wohin zu verbringen sind sowie die zur Verfügung stehenden Anschlüsse an Verkehrsträger aufzuzeigen, zum Beispiel, ob ein Tanklager oder eine Raffinerie an das Schienennetz oder an Wasserstraßen angeschlossen ist oder ob ein Transport auf der Straße erfolgen muss. Dies sind Informationen, über die das BAFA verfügt.

Kraftstofflieferbeschränkungsverordnung (KraftstoffLBV)

Die KraftstoffLBV regelt eine mögliche Rationierung von Kraftstoffen mittels Bezugsscheinen. Grundlage hierfür ist das Energiesicherungsgesetz sowie die Feststellung der Bundesregierung, dass die Energieversorgung gestört ist.

Heizöllieferbeschränkungsverordnung (HeizöllBV)

Die HeizöllBV regelt eine mögliche Rationierung von leichtem Heizöl auf Basis einer Referenzmenge einer Vorperiode. Grundlage hierfür ist das Energiesicherungsgesetz sowie die Feststellung der Bundesregierung, dass die Energieversorgung gestört ist.

Mineralölausgleichsverordnung (MinölAV)

Die MinölAV ermöglicht einen Versorgungsausgleich („fair sharing“) zwischen über- und unterversorgten Unternehmen der Mineralölwirtschaft. Dabei sollen die Marktstrukturen soweit möglich aufrechterhalten und das Mineralöl zu Marktpreisen abgegeben werden. Die Verordnung kann in entsprechender Weise zur Erfüllung internationaler Verpflichtungen aus dem Internationalen Energieprogramm der Internationalen Energieagentur angewendet werden. Rechtsgrundlage ist das Energiesicherungsgesetz sowie die Feststellung der Bundesregierung, dass die Energieversorgung gestört ist.

Mineralölbewirtschaftungsverordnung (MinölBewV)

Die MinölBewV regelt eine mögliche Rationierung von Kraft- und Heizstoffen sowie deren Produktion, Verteilung und Verwendung zugunsten der Bevölkerung sowie der Bundeswehr und der verbündeten Streitkräfte auf Grundlage des WiSiG im Fall des Artikel 80a GG. Auch hier gilt wieder das Ultima-Ratio-Prinzip.

National Emergency Strategy Organization (NESO)

Darüber hinaus wurde die National Emergency Strategy Organization (NESO) eingerichtet. Unter dem Begriff NESO werden die Behörden, Institutionen und Unternehmen, die im Falle von Ölkrisen aktiv an ihrer Bewertung, der Entscheidung über Reaktionsmaßnahmen sowie deren Umsetzung mitwirken, zusammengefasst. Die NESO ist getragen von einer engen Kooperation zwischen den Behörden und Unternehmen einschließlich ihrer Verbände. Das Sekretariat der Deutschen NESO koordiniert die Aktivitäten der NESO-Beteiligten. Es unterstützt den Krisenversorgungsrat und die Koordinierungsgruppe Versorgung bei der Durchführung ihrer Aufgaben und unterhält, neben dem BMWi und in Abstimmung mit diesem, Kontakt zur IEA.

Das NESO-Handbuch, eine Krisenregieanweisung, ist gerade neu bearbeitet worden.

Strom

In Deutschland sind eine Reihe von Akteuren sowie alle Stromversorgungsunternehmen verantwortlich für die Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und nehmen diese Aufgaben eigenverantwortlich wahr. Vor der Darstellung der Maßnahmen im Strombereich wird kurz auf die zentralen Akteure eingegangen:

- **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):**
Betreiben Netze, die dem Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen dienen (vgl. § 3 Nr. 10 und Nr. 32 Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).
- **Verteilernetzbetreiber (VNB) – Strom:**
Nehmen die Aufgabe der Verteilung von Strom wahr, also den Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niederer Spannung (vgl. § 3 Nr. 3 und Nr. 37 EnWG).
- **Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) – Strom:**
Der BKV ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und Betreibern von Übertragungsnetzen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises (vgl. § 4 Absatz 2 StromNZV).

Da die Stromversorgung nur im Rahmen sicherer und zuverlässiger Netze möglich ist, kommt den ÜNB und VNB eine zentrale Rolle zu. Sie haben nach § 13 und § 14 EnWG durch entsprechende Maßnahmen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Die Netzbetreiber müssen sich in Erfüllung ihrer Versorgungsverpflichtungen eng miteinander abstimmen.

Maßnahmen zum Erhalt und – wo notwendig – zur Verbesserung der Stromversorgungssicherheit in Deutschland

Ein funktionsfähiger Strommarkt 2.0 mit freier Preisbildung sorgt selbständig für die richtigen Investitionen in Erzeugung und Flexibilität. Die Strategien und Maßnahmen der Bundesregierung zur Sicherstellung der Angemessenheit und Flexibilität des Energiesystems schaffen gleichzeitig stärkere Anreize für die Marktakteure, ihre Stromlieferungen abzusichern (siehe Kapitel 3.4.3.ii.). Dadurch kann der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanzieren. Versorgungssicherheit muss zudem in Europa gemeinsam gewährleistet werden.

Zusätzlich ergreift die Bundesregierung noch weitere Maßnahmen, die dem Erhalt und der weiteren Verbesserung der Stromversorgungssicherheit dienen.

Betrieb von Energieversorgungsnetzen

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind nach § 11 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.

Informationsbereitstellung

Betreiber von Übertragungsnetzen haben gemäß § 12 Absatz 2 EnWG Betreibern eines anderen Netzes, mit dem die eigenen Übertragungsnetze technisch verbunden sind, die notwendigen Informationen bereitzustellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und den Verbund sicherzustellen.

Netzentwicklungsplan (NEP) – Strom

Die ÜNB sind gemäß § 12b EnWG verpflichtet, im zweijährigen Turnus gemeinsam einen NEP zu erarbeiten. Darin ermitteln sie gemeinsam den Infrastrukturbedarf für die nächsten zehn bis 20 Jahre. Nach Bestätigung durch die BNetzA und Aufnahme in den Bundesbedarfsplan nach § 12e EnWG sind die enthaltenen Vorhaben verbindlich. Der NEP wird nochmals ausführlicher unter dem Stichwort Infrastrukturprojekte in Kapitel 2.4.2. und Kapitel 3.4.2. und weiter oben für Gas beleuchtet.

Netzreserve

Die ÜNB halten nach § 13d EnWG Anlagen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus vor (Netzreserve).

Kapazitätsreserve

Gemäß § 13e EnWG halten die ÜNB Reserveleistung vor, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen (Kapazitätsreserve).

Monitoring der Stromversorgungssicherheit

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie führt fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durch. Das Monitoring betrifft unter anderem das Angebot und die Nachfrage auf den europäischen Strommärkten sowie die Netze. Dabei wird eine Vielzahl von Szenarien modelliert, die unterschiedliche Situationen von Angebot und Nachfrage in den EU-Mitgliedstaaten und den damit verbundenen grenzüberschreitenden Stromaustausch widerspiegeln. So kann ein realistisches Bild der Versorgungssicherheit in Deutschland unter Berücksichtigung seiner engen Einbindung in das europäische Stromsystem gezeichnet werden. Zur Überwachung des Versorgungssicherheitsniveaus ist es notwendig, den Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Versorgungssicherheit auch in Krisenzeiten realistisch einzuschätzen. Dazu werden derzeit in Europa Standards entwickelt, wie eine Berechnung des Versorgungssicherheitsniveaus zu erfolgen hat, um alle Effekte angemessen abzubilden. Der deutsche Versorgungssicherheitsbericht wird bereits zuvor eigene Standards anwenden. Darüber hinaus beteiligt sich Deutschland an der Erstellung eines regionalen Versorgungssicherheitsberichts im Rahmen des Pentilateralen Energieforums (siehe Kapitel 3.3.ii, 3.4.), welcher ebenfalls auf diesen Standards beruht.

Maßnahmen zur Behebung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Stromversorgung

Die oben für den Gasbereich im Falle einer Störung der Gasversorgung genannten Regelungen und Maßnahmen gelten sehr ähnlich auch für den Strombereich. Zunächst sind die ÜNB nach § 13 EnWG berechtigt, netz- und marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen sowie die Netz- und die Kapazitätsreserve einzusetzen, um Gefährdungen oder Störungen des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Die ÜNB sind in einem nächsten Schritt, wenn diese Instrumente nicht ausreichen, berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen. Genügt auch dies nicht und es droht eine Störung der Energieversorgung, welche die Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie gefährdet, kommt das Instrumentarium des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) und begleitender Verordnungen zur Anwendung:

Energiesicherungsgesetz (EnSiG) – Strom

Das Energiesicherungsgesetz (EnSiG) enthält Regelungen für den Fall einer akuten Energiekrise und zielt darauf ab, Versorgungsstörungen zu beheben, Gegenmaßnahmen einzuleiten und die Energieversorgung aufrechtzuerhalten. Es bezieht sich auf alle Energieformen und -träger. Kennzeichnend für das EnSiG ist sein detaillierter Ermächtigungsrahmen zum Erlass von Rechtsverordnungen. § 1 EnSiG enthält die Ermächtigung, für den Fall einer Gefährdung oder Störung der Einfuhren von Erdöl, Erdölzeugnissen, Erdgas oder auch von elektrischer Energie durch Rechtsverordnungen die erforderlichen Maßnahmen zur Sicherung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie zu treffen. Auf Grundlage des EnSiG ist für den Strombereich die Verordnung zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung in einer Versorgungskrise (Elektrizitätssicherungsverordnung – EltSV) erlassen worden.

Verordnung zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung in einer Versorgungskrise (Elektrizitätssicherungsverordnung – EltSV)

Die Elektrizitätssicherungsverordnung (EltSV) konkretisiert das EnSiG für den Strombereich. Sie ermächtigt den im Krisenfall tätig werdenden Lastverteiler zu Maßnahmen auf allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette. Er kann an Verbraucher Verfügungen über die Zuteilung, den Bezug und die Verwendung elektrischer Energie sowie auch über den Ausschluss vom Bezug elektrischer Energie erlassen. Die EltSV ist zwar in Kraft, kann aber erst angewendet werden, wenn durch eine weitere Rechtsverordnung festgestellt wird, dass die Gefährdung oder Störung der Energieversorgung eingetreten ist und die EltSV angewandt werden soll.

Verordnung über die Sicherstellung der Elektrizitätsversorgung (Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung – EltLastV) und Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung (EltLastVwV)

Im Spannungs- und Verteidigungsfall finden besondere Regelungen zur Behebung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Stromversorgung Anwendung. Hat der Bundestag den Spannungsfall oder Verteidigungsfall festgestellt oder einer solchen Maßnahme besonders zugestimmt, kann die Bundesregierung aufgrund des Wirtschaftssicherungsgesetzes (WiSiG) die Elektrizitätsversorgung für Zwecke der Verteidigung durch Verordnung regeln. Auf Grundlage des WiSiG ist die Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung (EltLastV) erlassen worden. Die EltLastV hat zum Ziel, mithilfe staatlicher Bewirtschaftungsmaßnahmen die Elektrizitätsversorgung im Spannungs- oder Verteidigungsfall aufrechtzuerhalten. Sie erfasst gemäß der hierzu ergangenen allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Elektrizitätslastverteilungs-Verordnung (EltLastVwV) den gesamten Bereich der Erzeugung, der Verteilung und der Verwendung von Elektrizität. Ähnlich wie bei der EltSV kann auch die EltLastV nicht ohne Weiteres angewendet werden. Voraussetzung für die Anwendung der EltLastV ist es, dass ihre Anwendbarkeit durch eine weitere Rechtsverordnung festgestellt wird. Wie die EltLastV ermächtigt auch die EltSV den Lastverteiler zu Maßnahmen auf allen Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette.

Maßnahmen im Fall einer Erzeugungsmangellage

Droht eine Erzeugungsmangellage nach EnSiG, haben die ÜNB die Bundesnetzagentur hierüber unverzüglich zu unterrichten. Bei einer solchen Erzeugungsmangellage kann die Bundesregierung durch Rechtsverordnung feststellen, dass der Krisenfall nach dem EnSiG vorliegt, und der Bundesnetzagentur die Aufgabe übertragen, als Bundeslastverteiler auf Basis der Elektrizitätssicherungsverordnung (EltSV) Verfügungen zur Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Strom zu erlassen, beispielsweise über Abschaltungen oder die bevorrechtigte Versorgung lebenswichtiger Einrichtungen.

Durchführung von Stresstests

Die Bundesregierung kündigt im Koalitionsvertrag an, durch Stresstests regelmäßig zu überprüfen, wie sich die Netzengpässe entwickeln, um daraus den notwendigen Handlungsbedarf für die Versorgungssicherheit abzuleiten (siehe Kapitel 3.4.).

3.3.ii. Regionale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet

Erdgas

Solidarität unter EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der SOS-Verordnung (EU) Nr. 2017/1938

Im Rahmen der Krisenvorsorge sind zukünftig, neben den nationalen Strukturen, regionale Strukturen von herausgehobener Bedeutung. Mit der novellierten SOS-Verordnung wurden auf europäischer Ebene erstmalig Bestimmungen zur Solidarität unter den EU-Mitgliedstaaten eingeführt, um die Gasversorgungssicherheit in Extremsituationen zu gewährleisten. Deutschland verfolgt das Ziel, einen Solidaritätsmechanismus zu entwickeln, der eine rasche und effektive Unterstützung der notleidenden Mitgliedstaaten in einer Gasversorgungskrise ermöglicht. Dabei soll der Beitrag der marktbasierenden Maßnahmen zur Gaskrisenbewältigung gestärkt werden, um das Potenzial an freiwilligen nachfrageseitigen Reaktionen der Marktteilnehmer bei der Krisenbewältigung möglichst auszuschöpfen. Die Entwicklung einer robusten Entschädigungsregelung soll Planungssicherheit und Transparenz für die Solidarität ersuchenden Mitgliedstaaten und die betroffenen Marktakteure gewährleisten. Ein frühzeitiger, intensiver Austausch mit den Nachbarstaaten bei der Entwicklung des Solidaritätsmechanismus ist für Deutschland von prioritärer Bedeutung, damit die aus den jeweiligen nationalen Rechtsrahmen resultierenden Anforderungen rechtzeitig identifiziert und berücksichtigt werden können.

Gas Coordination Group

Im Rahmen der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist eine sogenannte Gas Coordination Group einzurichten, die als Plattform für alle Themen in Bezug auf Versorgungssicherheit bzw. eine Störung der Versorgungssicherheit mit Erdgas genutzt werden soll.

Konsultationen Präventions- und Notfallplan

Im Rahmen der Krisenvorsorge der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 sind zukünftig neben der Erstellung von nationalen Risikoanalysen die o.g. nationalen Präventionspläne zur Risikovorsorge und nationalen Notfallpläne zur Risikovorsorge erforderlich. Diese werden mit den zuständigen Behörden aller benachbarten EU-Staaten, Italiens, Schwedens, der Schweiz sowie der Slowakei konsultiert.

Risikogruppen

Mit Inkrafttreten der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 über Maßnahmen der Gewährleistung der sicheren Gasversorgung sind die nationalen Präventions- und Notfallpläne jeweils um ein regionales Kapitel zu ergänzen. Diese Kapitel werden gemeinschaftlich in sogenannten Risikogruppen erarbeitet. Deutschland hat den Vorsitz für die Risikogruppe „Baltic Sea“ übernommen und arbeitet in weiteren sechs Risikogruppen mit.

Pentalaterales Gasforum

Seit 2009 tauschen sich die fünf Länder Belgien, Luxemburg, die Niederlande, Frankreich und Deutschland zur Sicherstellung der Gasversorgung und zu aktuellen Gasfragen aus. Die Niederlande hatten bereits vor Jahren angekündigt, dass sie die Förderung niederkalorischen Gases, sogenannten L-Gases, reduzieren werden. In der Folge werden auch die Exporte von L-Gas nach Belgien, Frankreich und Deutschland reduziert. Deshalb wurden in Frankreich, Belgien und Deutschland Markttraumumstellungen, in denen die Gasverbrauchsgeräte auf höherkalorisches Gas umgestellt werden, initiiert. Die betroffenen Länder tauschen sich im Pentalateralen Gasforum über die Entwicklung der Markttraumumstellungen aus.

Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (TEN-E regional groups) – Gas

Für den Bereich der Gasinfrastruktur gibt es im Rahmen der TEN-E regional groups vier vorrangige Energieinfrastrukturkorridore, in denen Deutschland jeweils als betroffener Mitgliedstaat und somit Mitglied der entsprechenden Regionalgruppe aufgelistet ist. Dazu gehören der Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) zu Gas (wobei dieser von dem Kooperationsforum BEMIP in Kapitel 1.4. zu unterscheiden ist), North South Interconnection (NSI) East Gas und NSI West Gas sowie der Southern Gas Corridor.

Erdöl

Die deutsche Ölkrisenvorsorge ist sowohl innerhalb der Europäischen Union (EU) als auch supranational im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) international eingebettet. In die Arbeit der entsprechenden EU- und IEA-Arbeitsgruppen sind die jeweiligen Erdölbevorratungsorganisationen eingebunden.

Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (TEN-E regional groups) – Öl

Für den Bereich der Ölinfrastruktur gibt es im Rahmen der TEN-E regional groups auch einen Energieinfrastrukturkorridor für Öl, den Oil Supply Connections in Central Eastern Europe (OSC), an dem Deutschland als Mitglied beteiligt ist.

Annual Coordinating Meeting Entities Stockholding (ACOMES)

Im Rahmen des ACOMES organisieren sich Erdölbevorratungsverbände. Sie tauschen sich jährlich zu konkreten, fachspezifischen Themen und neuen Entwicklungen aus.

Strom

Im Rahmen der Krisenvorsorge werden zukünftig neben den nationalen Strukturen auch regionale Strukturen verstärkt an Bedeutung gewinnen. Entsprechend dem von der Europäischen Kommission vorgelegten Entwurf für eine Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor sollen auf europäischer Ebene erstmalig Bestimmungen zur Unterstützung der EU-Mitgliedstaaten untereinander eingeführt werden, um die Stromversorgungssicherheit auch in Extremsituationen gemeinsam zu gewährleisten (siehe Kapitel 2.3.i.). Die Trilogverhandlungen konnten am 22. November 2018 zu diesem Verordnungsentwurf erfolgreich abgeschlossen werden. Von einem Inkrafttreten der Verordnung in 2019 ist auszugehen.

Grenzüberschreitende Betrachtung von Versorgungssicherheit am Strommarkt

Versorgungssicherheit am Strommarkt muss grenzüberschreitend betrachtet werden, da die einzelnen Strommärkte stark untereinander gekoppelt sind. Eine lediglich länderscharfe Betrachtung würde das tatsächliche Niveau an Versorgungssicherheit fehleinschätzen. Dabei sollte sich die Bewertung der Versorgungssicherheit an Wahrscheinlichkeiten orientieren. Die Bundesregierung plant, die Überwachung der Versorgungssicherheit mit derartigen wahrscheinlichkeitsbasierten Ansätzen weiterzuentwickeln. Das gewünschte Zielniveau wird dabei festgelegt, um die tatsächliche Versorgungssicherheit zu bewerten und gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen bestimmen zu können. Ausführungen dazu sind auch Kapitel 3.4. zu entnehmen.

Pentalaterales Energieforum – Stromversorgungssicherheit

Zum Thema Stromversorgungssicherheit veröffentlichen die ÜNB der Penta-Staaten seit 2015 regelmäßig einen gemeinsamen regionalen Versorgungssicherheitsbericht. Dieser baut auf der gleichen Methodik auf wie der nationale Bericht (siehe oben) und der europäische Mid-Term Adequacy Forecast. Weiterhin haben die Mitgliedstaaten 2018 eine erste gemeinsame Krisenübung unter Mitwirkung der Übertragungsnetzbetreiber, der Regulierungsbehörden und der Ministerien in der Region abgehalten. Diese Übung zielte darauf ab, die Mitgliedstaaten auf eine engere Zusammenarbeit im Sinne der Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor vorzubereiten. Ausführungen dazu sind auch Kapitel 3.4. zu entnehmen.

3.4. Dimension Energiebinnenmarkt

3.4.1. Strominfrastruktur

3.4.1.i. Politiken und Maßnahmen zur Verwirklichung des in Artikel 4 Buchstabe d vorgesehenen Grads der Verbundfähigkeit

Projekte für Interkonnektorenausbau im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

Um die Vorgaben des Artikels 4(d) zu erreichen, sind in der Bundesrepublik zehn Interkonnektorvorhaben im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bzw. im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) vorgesehen (Tabellen A11 und A12). Diese Vorhaben sind größtenteils auch Projects of Common Interest (PCI). Die Vorhaben in Tabelle A11 sind bereits im Bau und ihre Inbetriebnahme ist bis 2020 geplant. Bei Verwirklichung dieser Projekte könnten die Indikatoren des Artikels 4(d) erfüllt werden. Im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) 2017–2030 wurden weitere fünf Projekte von der Bundesnetzagentur bestätigt (Tabelle A13), davon ist eines ebenfalls ein PCI. Diese Projekte stehen jedoch unter dem Vorbehalt einer erneuten Prüfung anhand der in Artikel 4 (d) (1) der Governance-Verordnung vorgesehenen Kosten-Nutzen-Analyse. Bei der erneuten Prüfung dieser Projekte anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse wird der Preisunterschied zu den betroffenen Nachbarländern (Frankreich, Schweiz, Schweden und Belgien) eine wichtige Rolle spielen. Das 2030-Ziel von 15 Prozent könnte bei vollständiger und zeitgerechter Realisierung aller in den Tabellen A11, 12 und 13 genannten Projekte ebenfalls erreicht werden.

Tabelle A11: Interkonnektoren im Bau mit planmäßiger Inbetriebnahme bis 2020

Vorhaben	Nr. nach EnLAG/BBPlG	TYNDP-Nr.	Zieldatum lt. akt. BNetzA-Monitoring	Europ. Status
DEU–DK (Kriegers Flak Combined Grid Solution, P64)	BBPlG Nr. 29	36/141	2018	PCI 4.1
DEU–PL (Uckermarkleitung) Neuenhagen – Krajinik	EnLAG Nr. 3	94/139	2020	PCI 3.15.1
DEU–NOR (NordLink Deutschland – Norwegen, P68)	BBPlG Nr. 33	37/142	2020	PCI 1.8
DEU–NL Niederrhein/Wesel – NL Doetinchen	EnLAG Nr. 13	113/145	realisiert	PCI 2.12

Tabelle A12: Weitere Interkonnektoren mit planmäßiger Inbetriebnahme 2020–2030 im ENLAG und BBPlG*

Vorhaben	Nr. nach EnLAG/BBPlG	TYNDP-Nr.	Zieldatum lt. akt. BNetzA-Monitoring	Europ. Status
DEU–DK (Mittelachse) Kassø – Hamburg Nord – Dollern	EnLAG Nr. 1	39, 251	2020	PCI 1.4.1
DEU–PL („Dritter Interkonnektor“) Eisenhüttenstadt – Baczyna	EnLAG Nr. 12	229/230	(2030) (von PL zurückgestellt)	
DEU–DK (Westküstenleitung Niebüll – Grenze DK, P25)	BBPlG Nr. 8	183	2021	PCI 1.3.1
DEU–AT (Maßnahmen M94b/M95: Bodensee/ Neuravensburg – Bundesgrenze AT)	BBPlG Nr. 25	198	2020/23	
DEU–BE (Alegro Oberzier – Grenze BE, P65)	BBPlG Nr. 30	92	2020	PCI 2.2.1
DEU–AT (Isar – St. Peter: Altheim – Bundesgrenze AT, P67/P112)	BBPlG Nr. 32	47/187	2020/22	PCI 3.1.1

* Nach Information Bundesnetzagentur (www.netzausbau.de/leitungsvorhaben)

Tabelle A13: Neue Interkonnektoren (noch nicht im BBPL, im NEP 2017–2030 bestätigt)*

Vorhaben	TYNDP-Nr.	Angestrebte Inbetriebnahme nach ÜNB	Europ. Status
DEU–FR (Uchtelfangen – Grenze FR, Umbeseilung, P170)	244	2030	
DEU–FR (Eichstetten – FR, Neubau in bestehender Trasse, P176)		2025	
DEU–CH (Tiengen – CH, Neubau in Bestandstrasse, P204)	231	2025	
DEU–SWE (Hansa PowerBridge, P221)	176	2025/26	
DEU–BE (ALEGRO II, P313)	225	2025	PCI 2.2.4

* Nach Information Bundesnetzagentur (www.netzausbau.de/leitungsvorhaben)

3.4.1.ii. Regionale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet

Regionale Kooperationsprojekte und Zusammenarbeit erstrecken sich über das Feld der Strominfrastruktur hinaus und werden für das Kapitel 3.4. zur Dimension Energiebinnenmarkt gebündelt im Kapitel 3.4.3.vi. dargestellt.

3.4.2. Energieübertragungsinfrastruktur

3.4.2.i. Politiken und Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Ziffer 2.4.2. vorgesehenen Elementen, darunter etwaige spezifische Maßnahmen, die die Durchführung von Vorhaben von gemeinsamem Interesse und anderer zentraler Infrastrukturprojekte ermöglichen sollen

Aktionsplan Stromnetz

Der Aktionsplan Stromnetz umfasst eine Doppelstrategie als Antwort auf die wachsenden Herausforderungen um den unter 2.4.1. beschriebenen steigenden Transportbedarf. Zum einen werden die Bestandsnetze optimiert und höher ausgelastet. Dies umfasst technische Optimierungen und Modernisierungen, neue Technologien und Betriebskonzepte sowie ein verbessertes Engpassmanagement. Zum anderen wird der Netzausbau beschleunigt. Dazu gehören ein vorausschauendes Controlling des Netzausbaus, die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren durch Verfahrenserleichterungen sowie auch ökonomische Anreize für die Netzbetreiber. Im Folgenden werden einige der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Stromnetz weiter konkretisiert.

Monitoring der Netzausbauvorhaben für Strom und Gas

Der zügige Ausbau der deutschen und auch grenzüberschreitenden Übertragungsnetzinfrastruktur ist für das Gelingen der Energiewende außerordentlich wichtig. Soweit möglich will die Bundesregierung zudem neueste Technologien für den Netzausbau nutzen. Gleichzeitig ist für eine zeitgerechte Umsetzung aller Netzausbauvorhaben aus dem NEP für Strom und Gas ein regelmäßiges, transparentes und realistisches Monitoring wichtig. Insofern wird für den Stromnetzausbau seit Anfang 2016 von der Bundesnetzagentur vierteljährlich ein Monitoring über die einzelnen EnLAG- und BBPIG-Vorhaben sowie die Anbindungsleitungen von Windparks auf See erstellt und veröffentlicht (www.netzausbau.de). Des Weiteren finden regelmäßige Gespräche zwischen dem BMWi, dem BMU, der BNetzA und den Ländern statt. Für den Ausbau der Fernleitungsinfrastruktur für Gas ergibt sich gemäß § 15b EnWG die Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber, für den jeweiligen NEP im darauf folgenden Jahr einen gemeinsamen Umsetzungsbericht zu erstellen. Dieser Bericht muss Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten NEP enthalten, d. h. die laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten NEP, den tatsächlichen Planungsstand und – im Falle der Verzögerung der Umsetzung – die dafür maßgeblichen Gründe. Die BNetzA prüft und veröffentlicht die jeweiligen Umsetzungsberichte und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten NEP oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

Controlling der Netzausbauvorhaben für Strom und Gas

Um die Genehmigungs- und Realisierungsziele für alle EnLAG- und BBPIG-Vorhaben zu erreichen, sollen in Zukunft mit einem vorausschauenden Controlling mit allen Verfahrensbeteiligten konkrete Zielabsprachen getroffen werden. Ein vorausschauendes Controlling einschließlich des bereits bestehenden Monitorings und der Erfolgskontrolle soll dazu beitragen, dass die Zielabsprachen auch erreicht werden.

Optimierung und Modernisierung der Bestandsnetze

Die Optimierung und Modernisierung der Bestandsnetze ist im Koalitionsvertrag zur 19. Legislaturperiode verankert. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, das Stromnetz bedarfsgerecht zu betreiben, zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Aus dem sogenannten NOVA-Grundsatz folgt der Vorrang der Optimierung vor Netzverstärkung und -ausbau. Zur Optimierung der Bestandsnetze sind verschiedene Maßnahmen geplant, die die Übertragungsfähigkeit der bestehenden Stromnetze erhöhen. Dazu gehören unter anderem der flächendeckende Rollout von Freileitungsmonitoring (Temperaturmessung ermöglicht witterungsabhängig höhere Übertragungsfähigkeit der Leitungen); kurzfristige Zwischenmaßnahmen (insbesondere Phasenschieber); die Optimierung der Redispatch-Prozesse sowie die Einführung/Weiterentwicklung moderner, digitaler Technologien und Systemführungskonzepte.

Schnellerer Ausbau der Stromnetze

Um den weiterhin ebenfalls dringend notwendigen Stromnetzausbau zu beschleunigen, soll das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) novelliert werden, um Planungs- und Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und abzukürzen, ohne dabei europäische Umweltstandards abzusenken oder die Öffentlichkeitsbeteiligung zu beschränken. Insbesondere im Bereich von Netzoptimierung und Netzverstärkung sollen Genehmigungsverfahren beschleunigt werden, zum Beispiel durch Anzeigeverfahren bei Zu- und Umbeseilungen. Zudem soll eine vorausschauende Planung für künftigen Bedarf ermöglicht werden. Die Bundesregierung hat im Dezember 2018 einen entsprechenden Gesetzentwurf beschlossen.

Entgeltanreize und Anreizregulierung

Ziel der Anreizregulierung ist es, Netzbetreiber zu wettbewerbsanalogem Verhalten anzureizen. Als natürliche Monopolisten dürfen sie nur die Erlöse vereinnahmen, die sich auch bei einem Unternehmen im Wettbewerb eingestellt hätten. Die Anreizregulierung zielt damit auf Kosteneffizienz der Strom- und Gasnetzbetreiber als Monopolanbieter sowie eine Begrenzung von Netzkosten im Interesse aller industriellen, gewerblichen und privaten Kunden ab. Die Kosten jedes Netzbetreibers werden dabei alle fünf Jahre auf „Effizienz“ überprüft (sogenannter Effizienzvergleich). Es handelt sich um einen Gesamtkosten-Benchmark, in den Kapital- und Betriebskosten gleichermaßen einbezogen werden. Der aus dem Effizienzvergleich errechnete Effizienzwert spiegelt den Aufwand des Netzbetreibers für die Wahrnehmung seiner Versorgungsaufgabe wider. Für einen Zeitraum von fünf Jahren (Regulierungsperiode) wird den Netzbetreibern dann ein bestimmtes Budget für die Aufgabenerfüllung zur Verfügung gestellt (Erlösobergrenze). Übertreffen die Netzbetreiber die Effizienzvorgaben, dürfen sie die zusätzlichen Einnahmen für die Dauer der laufenden Regulierungsperiode behalten. Es wird derzeit geprüft, inwieweit wichtige ökonomische Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden können, um einen schnelleren Netzausbau anzureizen und eine Optimierung und Modernisierung des Stromnetzes zu fördern. Beispielsweise unterliegen die Kosten des Engpassmanagements bisher als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nicht dem Effizienzvergleich, sodass es keinen ökonomischen Anreiz gibt, die Kosten für Engpässe zu minimieren. Vor diesem Hintergrund werden Alternativen für die Behandlung der Kosten für Engpassmanagement geprüft.

3.4.2.ii. Regionale Zusammenarbeit auf diesem Gebiet

Regionale Kooperationsprojekte und Zusammenarbeit erstrecken sich über das Feld der Energieübertragungsinfrastruktur hinaus und werden für das Kapitel 3.4. zur Dimension Energiebinnenmarkt gebündelt im Kapitel 3.4.3.vi. dargestellt.

3.4.3. Marktintegration

3.4.3.i. Politiken und Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Ziffer 2.4.3. vorgesehenen Elementen

Maßnahmen für Marktintegration

Sektorkopplung

Die Sektorkopplung, also die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, soll vorangetrieben werden, um fossile Energieträger in den Bereichen Wärme und Verkehr zu ersetzen. Hierzu soll geprüft werden, wie Hemmnisse für die Sektorkopplung abgebaut werden können. Ziel ist es, ein „level playing field“ für die verschiedenen Sektorkopplungstechnologien zu schaffen. Zunächst ist Bereitstellung und Weiterentwicklung der überregionalen und lokalen Energieinfrastruktur eine Grundvoraussetzung für eine funktionierende Sektorkopplung. Daher sollen die Energieinfrastrukturen ausgebaut sowie energiewendetauglich und kosteneffizient weiterentwickelt werden, um sie für die Sektorkopplung nutzbar zu machen. Dies wird durch Programme und Demonstrationsprojekte unterstützt, etwa für kostengünstige und schnell realisierbare Optionen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur oder von effizienten Wärmenetzen, die erneuerbare Energien nutzen. Zudem werden faire Wettbewerbsbedingungen geschaffen, um am Markt zu entscheiden, welche Technologien sich durchsetzen und somit zum Einsatz kommen. Innovationen werden dabei angereizt und moderne Technologien an den Markt herangeführt. Idealerweise würde eine effiziente Sektorkopplung und damit CO₂-Reduktion vor allem marktgetrieben und ohne Lock-in-Effekte über Preissignale ermöglicht werden. Damit die Sektorkopplung einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Energiekonzepts und des Klimaschutzplans 2050 leisten kann, müssen in allen Sektoren die Rahmenbedingungen für die effiziente Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien verbessert und zusätzliche Erzeugungskapazitäten sowie die dann erforderlichen Transportkapazitäten in den Übertragungs- und Verteilernetzen für Strom bereitgestellt werden.

Maßnahmen zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung

Es ist eine schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung vorgesehen. Am 06. Juni 2018 richtete das Bundeskabinett eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ein (siehe auch Kapitel 3.1.1.i.). Sie bringt zur Frage des Strukturwandels durch die schrittweise Reduzierung von Kohleverstromung unterschiedliche Akteure aus Politik, Wirtschaft, Umweltverbänden, Gewerkschaften sowie den betroffenen Bundesländern und Regionen zusammen. Auf Basis des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 und des Klimaschutzplans 2050 soll die Kommission bis Februar 2019 ein Aktionsprogramm mit folgenden Elementen erarbeiten:

- einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums und der notwendigen rechtlichen, wirtschaftlichen, sozialen und strukturpolitischen Begleitmaßnahmen,
- die finanzielle Absicherung für den notwendigen Strukturwandel in den betroffenen Regionen und einen Fonds für Strukturwandel aus Mitteln des Bundes,
- Maßnahmen, um die Lücke zur Erreichung des 40-Prozent-Treibhausgasemissionsreduktionsziels bis 2020 so weit wie möglich zu reduzieren, und
- Maßnahmen, die das 2030-Emissionsreduktionsziel für den Energiesektor zuverlässig erreichen, einschließlich einer umfassenden Folgenabschätzung.

An Stelle der Kohle sollen schrittweise Erneuerbare-Energien-Anlagen und als Übergangstechnologie CO₂-arme Erdgaskraftwerke treten, die in der Regel in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben werden. Zur Flexibilisierung der KWK siehe „Flexible KWK-Anlagen als Übergangstechnologie“ unter 3.4.3.ii. Strategien und Maßnahmen zur Verbesserung der Flexibilität.

Nationaler Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen

Laut aktuellem Stand sieht die europäische Strommarktverordnung vor, dass die Mitgliedstaaten entweder ihre Gebotszonen neu zuschneiden oder einen Aktionsplan vorlegen, um ihre internen, strukturellen Netzengpässe zu adressieren. Der Aktionsplan soll konkrete Maßnahmen und einen Zeitplan enthalten. Um die Redispatchmengen und die damit verbundenen Kosten für die Stromverbraucher auf ein verträgliches Maß zu begrenzen, erarbeitet Deutschland vorsorg-

lich einen Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen gemäß Artikel 13 der europäischen Strommarkt-Verordnung. Dieser soll einerseits netzbezogene Maßnahmen enthalten: Sie zielen darauf, die Transportkapazität durch den Ausbau und eine bessere Auslastung des Bestandsnetzes zu erhöhen. Andererseits sind erzeugungsbezogene Maßnahmen geplant: Sie setzen am Erzeugungspark von konventionellen und erneuerbaren Energien an und wirken der geographischen Trennung von Erzeugung und Last entgegen. Schließlich sollen auch redispatchbezogene Maßnahmen ergriffen werden: Sie können ungenutzte Redispatch- und Kosteneinsparpotenziale heben und damit die Redispatchkosten senken (vgl. Abschnitt 3.4.3.). Diese Maßnahmen sollen noch vor Fertigstellung der großen HGÜ-Leitungen volkswirtschaftliche Kosten senken und die Auslastung der Stromnetze erhöhen. Da die Redispatchmenge ein wesentlicher Treiber der Netzengpasskosten ist, wird Deutschland ab 2019 jährlich überprüfen, wie sich die Netzengpässe entwickeln, und daraus den notwendigen Handlungsbedarf ableiten („Stresstest“).

Grenzüberschreitender Aktionsplan zur Reduzierung von Netzengpässen

Neben nationalen Maßnahmen soll der Aktionsplan auch grenzüberschreitende Maßnahmen enthalten. Viele Maßnahmen, die einen positiven Effekt auf Netzengpässe haben, können nur gemeinsam mit den Nachbarländern umgesetzt werden, zum Beispiel, weil sie gemeinsames koordiniertes Handeln erfordern. Ein Beispiel dafür ist eine Optimierung des grenzüberschreitenden Redispatches, die nur gemeinsam mit den Nachbarn erfolgen kann.

Die Bundesregierung plant zudem einen grenzüberschreitenden Aktionsplan mit Belgien. Durch den belgischen Kernenergie-Ausstieg, der bis 2025 abgeschlossen werden soll, wird sich die Erzeugungssituation in der Region ändern. Gleichzeitig werden auf Basis der EU-Strommarktverordnung die Grenzen in der Region schrittweise geöffnet. Beides wird Auswirkungen auf den Stromhandel und die Netzsituation haben.

Maßnahmen zur besseren Marktkopplung

Schaffung einer zentral- und osteuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE)

Verschiedene Initiativen sollen die Integration der deutschen Gebotszone in die europäischen Märkte verbessern. Dazu wurde zunächst im Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung (flow-based market coupling, FBMC) zwischen den Ländern des Pentalateralen Energieforums (ohne Schweiz; siehe Kapitel 3.4.1.ii.) eingerichtet. Ziel dieser lastflussbasierten Kapazitätsberechnung ist es, die bestehende Netzinfrastruktur besser auszulasten. Die Marktkopplung bezieht sich dabei zunächst auf den vortägigen Stromhandel (Day-Ahead). Inzwischen ist die lastflussbasierte Marktkopplung auch als Zielmodell für nahezu alle EU-Mitgliedstaaten im Network Code Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) festgelegt. Daher soll die lastflussbasierte Marktkopplung nun in einer zweiten Stufe zu einer gemeinsamen zentral- und osteuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE) ausgeweitet werden. Dies geht auf einen Beschluss der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER) vom November 2016 zurück. Auch an den Grenzen nach Dänemark und Schweden wird daran gearbeitet, die Kapazitätsberechnung zu vereinheitlichen, hier allerdings noch ohne lastflussbasierte Marktkopplung.

Kopplung des Intra-day-Stromhandels

Neben dem grenzüberschreitenden Day-Ahead-Markt wächst auch die Bedeutung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels. Zwei parallele Prozesse zur Optimierung der untertägigen Handelskapazitäten unterstützen diesen Prozess: zum einen das sogenannte XBID-Projekt (Cross-Border Intra-Day), welches seit Juni 2018 die Intraday-Märkte in Nord-, West- und Südeuropa miteinander verbindet, zunächst auf Basis der konventionellen Kapazitätsvergabe. An der Ausweitung dieser Marktkopplung Richtung Osteuropa wird ebenfalls bereits gearbeitet. Zum anderen die Ausweitung der lastflussbasierten Marktkopplung auf den untertägigen Handel. Beide Maßnahmen helfen, dass die grenzüberschreitenden Strommärkte auch noch kurzfristig, d.h. bis kurz vor Echtzeit, Flexibilitäten austauschen und so gemeinsam auf kurzfristige Änderungen bei Erzeugung und Nachfrage reagieren können.

3.4.3.ii. Maßnahmen zur Verbesserung der Flexibilität des Energiesystems im Hinblick auf die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen, etwa intelligente Netze, Aggregation, Laststeuerung, Speicherung, dezentrale Erzeugung, Mechanismen für die Einsatzplanung, Redispatch und Einspeisebeschränkung von Erzeugungsanlagen sowie Preissignale in Echtzeit, einschließlich der Einführung von Intraday-Marktkopplung und Mehrländer-Ausgleichsmärkten

Maßnahmen zur Sicherstellung der Angemessenheit

Sicherstellung eines angemessenen Energiesystems

Ziel der Bundesregierung ist es, den Strommarkt 2.0 funktionsfähig zu halten und Versorgungssicherheit in Europa gemeinsam zu gewährleisten. Der Strommarkt sorgt dann selbständig für die richtigen Investitionen in Erzeugung und Flexibilität. Die freie Preisbildung wurde im Energiewirtschaftsgesetz verankert. Gleichzeitig haben Marktakteure stärkere Anreize erhalten, ihre Stromlieferungen abzusichern. Diese Maßnahmen haben die bestehenden Marktmechanismen gestärkt. Dadurch kann der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanzieren.

Weitere Maßnahmen für eine flexible und effiziente Stromversorgung

Dazu gehören beispielsweise neue Kooperationsfelder für die europäischen Strommärkte, die Weiterentwicklung der Regulenergiemärkte und Diskussionen über die künftige Ausgestaltung der Netzentgelte. Verschiedene nationale Maßnahmen sichern den Strommarkt 2.0 ab. Um Versorgungssicherheit europäisch zu definieren, in Knappheitssituationen ausreichend Kapazitäten im gemeinsamen Binnenmarkt zur Verfügung zu haben und den Strom über die Grenzen hinweg tatsächlich transportieren zu können, soll die Integration des europäischen Stromgroßhandels zügig vollendet werden. Regionale Kooperationen bringen die Integration der europäischen Strommärkte voran.

Sicherstellung der Flexibilität des Energiesystems

Ziel der Bundesregierung ist es, Flexibilitätshemmnisse abzubauen, so dass alle Technologien den gleichen Marktzugang erhalten. Die Papiere mit dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vom Oktober 2014 (Grünbuch Strom) und vom Juli 2015 (Weißbuch Strom) des Bundeswirtschaftsministeriums haben in einem aufwendigen Prozess erstmalig alle Flexibilitätshemmnisse benannt und Maßnahmen diskutiert, wie diese aufgehoben werden können. Einige dieser Maßnahmen wurden im Strommarktgesetz von Juli 2016 bereits umgesetzt. Das Ergebnispapier „Strom 2030 – Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre“ des Bundeswirtschaftsministeriums baute auf diesen Erkenntnissen auf und warf einen Blick darauf, welche Flexibilitätshemmnisse noch vorhanden sind und bis 2030 auftreten könnten und welche Maßnahme sie beseitigen können.

Maßnahmen zur Sicherstellung von Flexibilität

Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren

Gut ausgebaute Stromnetze schaffen mit am kostengünstigsten Flexibilität. Deswegen ist es besonders wichtig, Hemmnisse abzubauen, um Netze zügig auszubauen und zu modernisieren und so mehr Flexibilität im Strommarkt zu schaffen.

Europäische Strommärkte weiter integrieren und flexibilisieren

Das europäische Stromsystem hilft, auf flexible Erzeugung und Verbrauch zu reagieren, und verringert damit die Gesamtkosten der Stromproduktion und den Bedarf an Kapazitäten. Wind- und Sonnenstrom soll insbesondere durch einen untertägigen Handel in Europa bis kurz vor Echtzeit in das Energiesystem integriert werden. Außerdem sollen die Leitmärkte für Intraday und Day-Ahead gestärkt werden (Details siehe Maßnahmen zur besseren Marktkopplung in Abschnitt 3.4.3.i.).

Faire und systemdienliche Netzfinanzierung

Ziel ist es, dass die Netzentgeltsystematik die Netznutzer dabei unterstützt, durch ihr Verhalten zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung beizutragen. Dazu muss die Netzentgeltsystematik an ein modernes Stromsystem angepasst werden. Es wird geprüft, wie Hemmnisse für marktgetriebene Flexibilität von Erzeugern und Verbrauchern abgebaut werden können, ohne dabei Anreize für eine ineffiziente Dimensionierung der Netze zu setzen.

Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ umsetzen

Im Rahmen der Maßnahme „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13 Absatz 6a EnWG) verpflichten sich KWK-Anlagen in den besonders engpassgefährdeten Netzausbaubereichen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern, bei Vorliegen eines Engpasses im Übertragungsnetz die Einspeisung von KWK-Strom herunterzuregulieren und die benötigte Wärme durch eine Power-to-Heat (PtH)-Anlage zu erzeugen. Dadurch wird der Netzengpass entlastet und eine Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien im Umfang der KWK-Einspeisereduktion sowie des zusätzlichen Verbrauchs der PtH-Anlage vermieden. Die Flexibilität des Gesamtsystems steigt, da mit elektrischen Wärmeerzeugern ausgestattete KWK-Anlagen nun am Strommarkt flexibel als Anbieter und Nachfrager auftreten können und die Übertragungsnetzbetreiber dieses Flexibilitätspotenzial im Netzbetrieb einsetzen können.

Flexible KWK-Anlagen als Übergangstechnologie

Modernisierte KWK-Anlagen können aus heutiger Sicht bis ca. 2030 einen wichtigen Beitrag zur THG-Minderung leisten und auch darüber hinaus eine Rolle spielen. Dafür müssen sie im Strom- und Wärmemarkt Emissionen einsparen und auf die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien flexibel reagieren. Das Bundeswirtschaftsministerium will Pilotprojekte für modernisierte KWK-Anlagen schaffen und schreibt daher Projekte zu innovativen KWK-Systemen aus. Die innovativen KWK-Systeme sollen zeigen, wie KWK-Anlagen allgemein in Zukunft erneuerbare Wärme und erneuerbaren Strom integrieren können, indem sie doppelt flexibel reagieren. In Zeiten hoher Einspeisung von Wärme aus erneuerbaren Energien wird die Wärmeproduktion der KWK-Anlage reduziert und somit Brennstoffe und Emissionen eingespart. In Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert die KWK-Anlage die Stromproduktion und spart wiederum Brennstoffe und Emissionen. Bei sehr großem Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien und damit niedrigen oder negativen Börsenpreisen kann zusätzlich der elektrische Wärmeerzeuger den Strommarkt entlasten. Die Technologie verwandelt starre, wärmebedingte Mindesterzeugung in flexible Stromnachfrage. Zur Lösung von akuten Netzengpässen wird die Technologie auch im Rahmen der Regelung „Nutzen statt Abregeln“ eingesetzt. In Zukunft soll die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) weiterentwickelt und umfassend modernisiert werden, so dass sie im Rahmen der Energiewende eine Zukunft hat. Zu diesem Thema diskutieren derzeit Vertreter des BMWi, des BMU, der Fraktionen, der Verbände und Länder verschiedene Handlungsoptionen. Bereits zuvor sind allerdings Anpassungen der Förderung aufgrund des EU-Beihilferechts notwendig, um die Überförderung von einzelnen Anlagensegmenten zu vermeiden. Daher wird die entsprechende Regelung im sogenannten Energiesammelgesetz (Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 05. November 2018) angepasst.

Optimierungsmaßnahmen rund um Redispatch

Für einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und für eine fortschreitende Sektorkopplung gewinnt die Frage zunehmend an Bedeutung, wie das Zusammenspiel von Strommarkt und Stromnetz so organisiert werden kann, dass das Gesamtsystem sicher und kostengünstig betrieben werden kann. Die aktuell anvisierten Maßnahmen umfassen:

- Höhere Auslastung des Bestandnetzes, um Transportkapazität der Netze zu erhöhen.
- Die effizientere Organisation von Redispatch zur schrittweisen Überführung des heutigen Einspeisemanagements in einen planbaren Prozess mit bilanziellem und energetischem Ausgleich. Hierzu betreut das BMWi das Forschungsvorhaben „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“.
- Grenzüberschreitenden Redispatch. Dazu hat das BMWi das Forschungsvorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ begonnen. Darin sollen die Senkungspotenziale von grenzüberschreitendem Redispatch quantifiziert werden. Zudem umfasst das Vorhaben Untersuchungen zu einem (europäischen) Ordnungsrahmen, der dafür sorgt, dass ausländische Kapazitäten hinreichend sicher zur Verfügung stehen und die Frage der Kostenerrstattung/-verteilung geklärt ist. Unabhängig vom Forschungsvorhaben wird im Rahmen des Code Capacity Allocation and Congestion Management (CACM, Art. 35 und 74) von ÜNB und Regulierern eine Methode für koordinierten grenzüberschreitenden Redispatch sowie für eine grenzüberschreitende Kostenaufteilung entwickelt.

Flexibilitäts-Check

Derzeit bestehen noch Regelungen, die ein flexibles Verhalten der Marktakteure erschweren, sogenannte Flexibilitäts-hemmnisse. Wenn alle Technologien den gleichen Marktzugang erhalten sollen, dann bedeutet das, diese Flexibilitäts-hemmnisse abzubauen. Besonders kostengünstig ist es, wenn die verschiedenen Optionen für Flexibilität – ausgebauten Stromnetze, flexible Kraftwerke und Verbraucher, Speicher, Stromaustausch mit den europäischen Nachbarn – im Wettbewerb gegeneinander antreten (Strommarkt 2.0). Es soll nicht durch einseitige Förderung und Ausnahmen bestimmten Technologien ein Vorzug gegeben werden. Das kann der Markt besser entscheiden. Gemeinsam mit den EU-Stromnachbarn wurde daher beschlossen, dass Deutschland und seine Stromnachbarn einen sogenannten Flexibilitäts-Check durchführen werden. Ziel ist es, Hindernisse für eine weitere Flexibilisierung des Strommarktes zu identifizieren und abzubauen. Basierend auf den Ergebnissen dieser Erhebung können auch Flexibilitätspotenziale in Deutschland und in anderen Staaten ermittelt und in den Markt integriert werden.

3.4.3.iv. Politiken und Maßnahmen zum Schutz der Verbraucher, vor allem schutzbedürftiger und gegebenenfalls energiearmer Verbraucher, zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und Bestreitbarkeit des Energie-Einzelhandelsmarktes

In Deutschland ist der Wettbewerb unter den Anbietern im Energieendkundensektor hoch. Schon heute sind am deutschen Strommarkt so viele Akteure aktiv wie sonst kaum in der EU. Laut dem Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt nimmt kein Strom- und Gasanbieter eine marktbeherrschende Stellung ein. Die Zahl der Strom- und Gasanbieter in Deutschland ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. 2016 waren über 1.400 Stromanbieter und über 1.000 Gasanbieter auf dem deutschen Endkundenmarkt aktiv. Hinzu kommt, dass die Endkundenpreise für Strom und Gas keiner staatlichen Regulierung unterliegen. Sie bilden sich frei auf wettbewerblicher Basis. In einem Verteilernetzgebiet bieten durchschnittlich über 50 verschiedene Anbieter die Belieferung von Haushaltskunden an, in zahlreichen Verteilernetzgebieten sogar mehr als 100 verschiedene Anbieter. Die wettbewerbliche Preisbildung und die Marktliberalisierung sollen weiter Basis dafür sein, die hohe Wettbewerbsfähigkeit auf dem Strom- und Gasendkundenmarkt zu erhalten.

Schutz der Energieverbraucher und Wettbewerbsfähigkeit/Marktintegration national und europäisch

In Deutschland bestehen vielfältige Maßnahmen zum Verbraucherschutz. Zu nennen sind hier beispielsweise die bestehenden Transparenzvorgaben. Auch die Möglichkeit für Verbraucher, die Schlichtungsstelle Energie anzurufen, um Streitigkeiten über den Anschluss an das Versorgungsnetz, die Belieferung mit Energie sowie die Messung der Energie außergerichtlich gegebenenfalls beilegen zu lassen, ist hier zu erwähnen. Das für Verbraucher im Regelfall kostenlose Schlichtungsverfahren, an dem die Energieversorgungsunternehmen zwingend (entgeltpflichtig) teilnehmen müssen, soll nicht länger als drei Monate dauern und mit einer Empfehlung des Schlichters enden. Auch wenn die Schlichtungsempfehlung nicht bindend ist, halten sich viele Versorger daran. Zudem wird seit Juli 2017 der Aufbau eines bundesweiten Marktwächters Energie durch das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz gefördert. Mit dem Marktwächter Energie wird durch den Bundesverband der Verbraucherzentralen und die Verbraucherzentralen gezielt der Energiemarkt aus Sicht der Verbraucher beobachtet. Aus Einzelbeschwerden kann so ein Gesamtbild zusammengesetzt werden. Das hilft Verbraucherschützern, Fehlentwicklungen früh zu erkennen und rechtzeitig darauf aufmerksam zu machen, um Schaden von Verbrauchern abzuwenden. Damit leistet der Marktwächter auch einen Beitrag zu einer für Verbraucher kosteneffizienten und sozial gerechten Energiewende. Der Vorschlag der EU-Kommission zur Strombinnenmarkttrichtlinie sieht ein ganzes Bündel an Maßnahmen zum Schutz von Verbrauchern und der Stärkung von Verbraucherrechten vor. Diese zielen vor allem auf die Erhöhung der Transparenz für Verbraucher ab und umfassen unter anderem zusätzliche, unterjährige, kostenfreie Rechnungsinformationen, Mindestanforderungen für Verbrauchsabrechnungen und Rechnungsinformationen oder die Einführung von Standards für Stromvergleichsportale. Nach Inkrafttreten der Richtlinie wird Deutschland die Maßnahmen, sofern noch nicht national bestehend, in nationales Recht umsetzen.

Konzept der Grund- und Ersatzversorgung

Dem Schutz der Haushaltskunden dient zudem das bestehende Konzept der Grund- und Ersatzversorgung. Dieses stellt sicher, dass im Grundsatz jeder Haushaltskunde einen gesetzlichen Anspruch darauf hat, mit Strom oder Erdgas von dem jeweiligen Grundversorger zu dessen veröffentlichten allgemeinen Bedingungen und allgemeinen Preisen beliefert zu werden. Dies geschieht durch Anordnung eines einseitigen Kontrahierungszwangs zu Lasten des jeweils grundversorgungspflichtigen Energieversorgungsunternehmens in den Grenzen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Zum Beispiel wird gesetzlich das Recht des Grundversorgers eingeschränkt, bei Zahlungsverzug die Belieferung sofort zu unterbrechen oder sich vom Kunden zu lösen. Auch ist für die Grundversorgung keine vertragliche Mindestlaufzeit vorgesehen; sie ist jederzeit und anlasslos für den Kunden kurzfristig kündbar.

3.4.3.v. Beschreibung von Maßnahmen zur Ermöglichung und zum Ausbau der Laststeuerung, einschließlich Maßnahmen, mit denen die dynamische Tarifierung unterstützt wird

Steuerung und Systemstabilisierung durch verstärkte Kooperation zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie Marktakteuren

Auf Basis von Kosten-Nutzen-Analysen entscheiden Netzbetreiber, auf welcher Netzebene Systemdienstleistungen erbracht werden. Die Verantwortung von Netzbetreibern und Marktakteuren muss klar definiert werden und Daten

müssen effizient und sicher ausgetauscht werden. Die Bundesregierung entwickelt intelligente Steuerungskonzepte weiter, damit dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten zunehmend Systemverantwortung übernehmen können. Die Systemstabilität wird dabei zunehmend europäisch koordiniert.

Dynamische Strompreisverträge und Smart Meter

Nach dem Vorschlag der EU-Kommission zur Strombinnenmarkttrichtlinie sollen Stromversorger dynamische Strompreisverträge anbieten können. Endverbraucher, die einen Smart Meter installiert haben, erhalten einen Rechtsanspruch darauf. Stromversorger sollen dann verpflichtet werden, Endverbraucher über die Chancen, Kosten und Risiken eines solchen dynamischen Strompreisvertrages zu informieren. Die nationale Regulierungsbehörde soll die Marktentwicklung dynamischer Strompreisverträge überwachen. Mitgliedstaat oder nationale Regulierungsbehörde sollen einen Jahresbericht – für einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren – über die wichtigsten Entwicklungen dieser Verträge veröffentlichen. In Deutschland verpflichtet § 40 (5) EnWG Lieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für den Letztverbrauch von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zur Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.

Einrichtung eines Marktstammdatenregisters

Das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur wird voraussichtlich ab Anfang 2019 die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von Marktakteuren in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank zusammenführen.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

In Deutschland bildet seit 2016 das MsbG den Rechtsrahmen für den Smart-Meter-Rollout. Das MsbG fordert den Rollout von zertifizierten Geräten mit Gütesiegel des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), das IT-Security und Privacy by Design garantiert. Um den Nutzen zu maximieren, standardisiert das MsbG über umfangreiche Schutzprofile und technische Richtlinien das Smart-Meter-Gateway als Kommunikationsplattform für zahlreiche Anwendungsfälle (Smart Metering, Smart Grid, Smart Mobility, Smart Home, Smart Services). Erlaubt ist hierbei nur der effiziente Rollout: Gesetzliche Preisobergrenzen sichern Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit. Der Rolloutbeginn liegt nun in den Händen der Unternehmen (insbesondere Gerätehersteller und Betreiber/Systemadministratoren). Sie müssen gewährleisten, dass zuverlässige Technik von zuverlässigen Unternehmen betrieben wird. Nur dann kann das BSI den Startschuss für den Rollout geben.

3.4.3.vi. Regionale Zusammenarbeit stärken

Pentalaterales Energieforum – Energiebinnenmarkt

Ziel des Pentalateralen Energieforums ist es, eine enge Kopplung der Strommärkte der teilnehmenden Staaten zu erreichen, neue Formen der Kooperation zu testen und zu implementieren und so Erfahrungen in der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit zu sammeln. Deutschland nimmt an der Erstellung des regionalen Versorgungssicherheitsberichts teil (siehe auch Kapitel 3.3.i.).

Stromnachbarn

Diese Kooperation zwischen den Stromnachbarn der Bundesrepublik besteht seit 2014 und befasst sich vordergründig mit der Flexibilisierung der Strommärkte. Sie dient außerdem dazu, die Stromnachbarn in die nationale Debatte zur Energiewende einzubinden.

Kooperation in Regionalgruppen im Rahmen der transeuropäischen Energienetze (Transeuropean Networks Energy – TEN-E regional groups) – Strombinnenmarkt

Für den Bereich der Strominfrastruktur gibt es im Rahmen der TEN-E regional groups vier vorrangige Energieinfrastrukturkorridore, in denen Deutschland jeweils als betroffener Mitgliedstaat und somit Mitglied der entsprechenden Regionalgruppe aufgelistet ist. Dazu gehören das North Seas offshore grid (NSOG), North-south electricity interconnections in western Europe (NSI West Electricity), North-south electricity interconnections in central eastern and south eastern Europe (NSI East Electricity) und Baltic Energy Market Interconnection Plan in electricity (BEMIP Electricity, wobei dieser von dem Kooperationsforum BEMIP in Kapitel 1.4. zu unterscheiden ist).

*Deutsch-Französisches Schaufensterprojekt zur grenzüberschreitenden Optimierung des Energiesystems
(Smart Border Initiative)*

Im Rahmen der Deutsch-Französischen Energieplattform arbeiten die Energieagenturen dena auf deutscher Seite und ADEME auf französischer Seite an der Umsetzung eines Schaufensterprojekts zur Systemintegration in Form eines grenzüberschreitenden Smart Grids. Ziel der sogenannten Smart Border Initiative ist insbesondere die Optimierung der Bewirtschaftung der Verteilnetze in der Region Saarland-Lothringen über ein virtuelles Management-tool sowie über eine neue physische Verbindung auf Verteilnetzebene. Das geplante Smart Grid („Modul 1“) soll auch über Schnittpunkte und zusätzliche Module im Bereich Elektromobilität („Modul 2“) und im Bereich Wärme/Energieeffizienz („Modul 3“) verfügen. Die Projektausarbeitung wird auf deutscher Seite von der dena koordiniert und mit den beteiligten Projektpartnern (in erster Linie Gebietskörperschaften und Unternehmen aus der Energiewirtschaft) abgestimmt. Das Projekt hat im Jahr 2017 erfolgreich das Bewerbungsverfahren zur Erlangung des Status eines Project of Common Interest (PCI) durchlaufen. Vorgesehen ist weiter die Beantragung von Fördermitteln aus der „Connecting Europe Facility“ (CEF).

3.4.4. Energiearmut

3.4.4.i. Gegebenenfalls Politiken und Maßnahmen zur Verwirklichung der in Ziffer 2.4.4. vorgesehenen Ziele

Die Bundesregierung verfolgt einen umfassenden Ansatz zur Armutsbekämpfung, der sich nicht nur auf das Bedarfselement Energie konzentriert (siehe Kapitel 2.4.4.).

Energieberatung für einkommensschwache Haushalte (Stromspar-Check)

Zum 01. April 2016 ist das neue Projekt Stromspar-Check Kommunal im Rahmen der Nationalen Klimainitiative (NKI) gestartet. Das Projekt baut auf dem bisherigen Beratungsangebot für einkommensschwache Haushalte auf.

3.5. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

3.5.i. Politiken und Maßnahmen im Zusammenhang mit den in Ziffer 2.5. vorgesehenen Elementen

Um geeignete regulatorische Rahmenbedingungen zu schaffen, die es erlauben, innovative Energietechnologien erfolgreich am Markt zu platzieren, überarbeitet die Bundesregierung das relevante Ordnungsrecht kontinuierlich. Daneben unterstützt sie Forschungstransfer und Marktvorbereitung durch gezielte Fördermaßnahmen.

Forschung

7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurde im September 2018 vom Bundeskabinett verabschiedet. Es bildet den Rahmen für die Energieforschungsaktivitäten von BMWi, BMBF und BMEL. Das 7. Energieforschungsprogramm ist das Ergebnis eines umfangreichen, vorgeschalteten Konsultationsprozesses mit Akteuren aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft.

Das 7. Energieforschungsprogramm umfasst fünf wesentliche Themenfelder:

1. Energiewende in den Verbrauchssektoren: Gebäude und Quartiere, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Mobilität und Verkehr. Gemäß dem Leitmotiv „Efficiency First“ fokussiert die Projektförderung hier auf die effiziente Nutzung von Energie und Verbrauchsreduktion.
2. Energieerzeugung: Neben den Hauptthemen Wind- und Solarenergie spielen weitere regenerative Energieerzeugungstechnologien sowie thermische Kraftwerke eine wichtige Rolle.
3. Systemintegration: Hier liegt der Fokus auf Netzen, Speichern und der Sektorkopplung als neuem Forschungsbe- reich.
4. Systemübergreifende Forschungsthemen: Hierzu zählen die Energiesystemanalyse, energierelevante Aspekte der Digitalisierung, der Ressourceneffizienz, der CO₂-Technologien und der Materialforschung sowie gesellschaftliche Aspekte.
5. Die nukleare Sicherheitsforschung findet vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie statt.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Verbesserung und Beschleunigung des Technologie- und Innovationstransfers. Hierzu sollen „Reallabore der Energiewende“ als neue Säule der Forschungsförderung etabliert werden. Diese werden nicht nur größer und thematisch umfassender als bisherige Demonstrationsprojekte ausgelegt. Sie eröffnen auch, wo sinnvoll, Wege zum „regulatorischen Lernen“. Start-ups spielen für den Transfer eine entscheidende Rolle, daher soll ihnen in Zukunft eine bessere Teilhabe an der Forschungsförderung ermöglicht werden. Daneben wird der Transfer auch über Vernetzungsaktivitäten (insbesondere Forschungsnetzwerke Energie) sowie die Forschungskommunikation unterstützt.

Zur Stärkung der europäischen und internationalen Vernetzung setzt das 7. Energieforschungsprogramm auf bilaterale Initiativen (insbesondere im Rahmen von WTZ-Abkommen), die etablierte europäische Zusammenarbeit (SET-Plan, EU-Forschungsrahmenprogramme), die Zusammenarbeit im Rahmen der IEA-TCPs und mit weiteren internationalen Organisationen sowie der internationalen Initiative Mission Innovation. Die internationale Zusammenarbeit in der nuklearen Sicherheitsforschung wird ebenfalls fortgesetzt.

Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Weiterentwicklung von Nutzungsmöglichkeiten von CO₂ im Rahmen von CCU/CCS

Die Weiterentwicklung von Nutzungsmöglichkeiten von CO₂, die sogenannte CCU auf der Grundlage erneuerbarer Energie, wird in Deutschland bereits umfassend gefördert und ist Gegenstand zahlreicher Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Mit „CO₂-Plus“ und „CO₂-WIN“ hat die Bundesregierung eigene Förderprogramme für die CO₂-Nutzbarmachung aufgelegt, die vor allem auf die Erweiterung der Rohstoffbasis abstellen. Deutschland ist ferner am ERA-Net Cofund ACT (Accelerating CCS Technologies) beteiligt, das größere Projekte sowie auch die gesamte Bandbreite der Prozesskette der CCS- und CCU-Technologien fördert, d.h. die Abscheidung, den Transport, die Speicherung oder Nutzung von CO₂. CO₂-Speicherung zu Forschungszwecken findet in Deutschland derzeit nicht statt. Deutschland ist Gründungsmitglied und Federführer der PHOENIX-Initiative, die im europäischen Rahmen die stoffliche Nutzung von CO₂ stärken soll.

Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)

Parallel zum Energieforschungsprogramm werden mit dem SINTEG-Programm in fünf großen Modellregionen – sogenannten Schaufenstern – mit über 300 Unternehmen und weiteren Akteuren Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen der Energiewende entwickelt und demonstriert. Dabei stehen insbesondere sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte im Fokus. Schwerpunkt ist die Digitalisierung des Energiebereichs. Ziel des Programms ist auch das Sammeln von in der Praxis erprobten Erfahrungen für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Hierfür hat die Bundesregierung die am 21. Juni 2017 in Kraft getretene SINTEG-Verordnung mit zeitlich befristeten „Experimentieroptionen“ beschlossen. Durch die Verordnung erhalten die SINTEG-Teilnehmer die Möglichkeit, ohne wirtschaftliche Nachteile neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle zu testen, beispielsweise zur Digitalisierung und Sektorkopplung. SINTEG wird damit zum „Reallabor“ für die zukünftige Energieversorgung.

3.5.ii. Etwaige Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten auf diesem Gebiet; dies umfasst auch etwaige Auskünfte darüber, wie die Ziele und Politiken des SET-Plans auf nationale Verhältnisse übertragen werden

Europäische Energieforschungskoooperation

Strategic Energy Technology Plan (EU-SET-Plan)

Im Rahmen des EU-SET-Plans beteiligt sich Deutschland aktiv an der weiteren Ausgestaltung der europäischen Energieforschung. Vertreter aus Deutschland nehmen an den thematischen Arbeitsgruppen teil und formulieren Strategien für die weitere Zusammenarbeit zu verschiedenen Technologien. Die Ergebnisse der relevanten Arbeitsgruppen fließen in die Ausarbeitung und Weiterentwicklung der nationalen Förderschwerpunkte ein und wurden bei der Erstellung des 7. Energieforschungsprogramms berücksichtigt. Die Stärkung der Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten ist zentrales Ziel des SET-Plans. Im Rahmen des Energieforschungsprogramms soll unter dem Schirm des SET-Plans die europäische Kooperation forciert werden. Die Forschungsthemen des SET-Plans werden in europäischer Zusammenarbeit unter anderem über das „Berliner Modell“ separater Förderanträge bei jeweiligen nationalen Förderstellen und gegebenenfalls über gemeinsame Förderbekanntmachungen bearbeitet. In den letzten Jahren gab es solche Kooperationen v.a. mit Finnland, Österreich, der Schweiz, den Niederlanden und Dänemark.

European Research Area (ERA-NET) Cofund

Die Bundesregierung verfolgt mehrere Kooperationsprojekte im Rahmen des ERA-NET Cofund, einem Förderinstrument unter Horizont 2020 zur Unterstützung von Partnerschaften zwischen Fördereinrichtungen. Spezifisches Ziel ist die strategische Koordinierung nationaler Programme mit der Durchführung einer gemeinsamen Ausschreibung für die Förderung transnationaler Forschungs- bzw. Innovationsprojekte. Im Energiebereich laufen aktuell Kooperationsprojekte in den Bereichen Geothermie, Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS), Netze und erneuerbare Energien (Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie).

Regionale/Bilaterale Kooperationen

Neben den Kooperationen nach dem „Berliner Modell“ bestehen folgende Einzelinitiativen:

Nordsee-Kooperation im Bereich Energieforschung

Im Rahmen der Nordsee-Energiekooperation trägt die Bundesregierung dazu bei, international akzeptierte Standards und Normen für den Betrieb von Prüfständen im Rahmen der Forschung und Entwicklung zu entwickeln, um so unter anderem Feldmessungen mittelfristig zumindest teilweise durch Prüfstandsmessungen ersetzen zu können.

Kooperation zu CCUS mit Nordsee-Anrainern

Im Rahmen der North Sea Basin Task Force (NSBTF) widmet sich Deutschland gemeinsam mit anderen Nordseeanrainern den naturwissenschaftlich-technischen, rechtlichen, ökonomischen und politischen Fragestellungen zur CO₂-Speicherung unterhalb der Nordsee bzw. Fragen der CO₂-Nutzung.

Griechisch-deutsche Forschungsk Kooperation und Förderung von Nachwuchsforschern

Die Energieforschung ist eine von mehreren Säulen der Forschungsk Kooperation zwischen Deutschland und Griechenland und wurde bzw. wird im Rahmen zweier konsekutiver bilateraler Förderbekanntmachungen adressiert. Gefördert werden Vorhaben zur nachhaltigen und effizienten Versorgung mit Strom und Wärme sowie zur Speicherung von erneuerbarer Energie.

Französisch-deutsches Fellowship-Programm

Mit dem Fellowship-Programm „Make Our Planet Great Again – German Research Initiative“ (MOPGA-GRI) hat die Bundesregierung ein Förderprogramm parallel zur gleichnamigen französischen Initiative etabliert. Ziel der Maßnahme ist es, renommierten Forscherinnen und Forschern sowie vielversprechenden Nachwuchswissenschaftlern aus dem Ausland die Möglichkeit zu geben, an deutschen Hochschulen und Forschungseinrichtungen zu forschen. Die Energieforschung ist neben der Klima- und Erdsystemforschung ein Schwerpunktbereich der Initiative. Hier werden fünf Fellows gefördert.

Französisch-deutsche Forschungsförderung im Bereich Stromnetze/Smart Grids

Entsprechend des Beschlusses des 19. Deutsch-Französischen Ministerrats wurde im Oktober 2018 eine bilaterale Förderbekanntmachung zu Energiespeichern und Netzen veröffentlicht. Durch gemeinsame Forschungsprojekte sollen Innovationen für eine effiziente, bezahlbare und umweltfreundliche Energieversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien für Frankreich, Deutschland und Europa entwickelt werden. Neben technischen Aspekten sollen auch ökonomische und gesellschaftliche Herausforderungen der Energiewende in Europa in einem systemischen Ansatz berücksichtigt werden.

3.5.iii. Etwaige Finanzierungsmaßnahmen auf diesem Gebiet auf nationaler Ebene, einschließlich Unterstützung durch die Union und Nutzung von Unionsmitteln

Forschung

Das 7. Energieforschungsprogramm wurde 2018 im Bundeskabinett beschlossen. Die Bundesregierung plant im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms in den Jahren 2018–2022 insgesamt rund 6,4 Milliarden Euro für die Forschung, Entwicklung, Demonstration und Erprobung zukunftsfähiger Technologien und Konzepte zur Verfügung zu stellen. Das entspricht gegenüber der Vergleichsperiode 2013–2017 einer Steigerung von rund 45 Prozent.

EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizont 2020“

An der gesellschaftlichen Herausforderung „Sichere, saubere und effiziente Energie“ in Horizont 2020 ist kein anderes Land so stark beteiligt wie Deutschland. Über die Nationale Kontaktstelle (NKS) Energie unterstützt die Bunderegierung die Beteiligung deutscher Forscher an Konsortien und deren Bewerbung um EU-Fördermittel. Informations- und Beratungsaktivitäten der NKS helfen Akteuren aus Forschung und Industrie, die umfassenden und komplexen Möglichkeiten von Horizont 2020 zu Energiethemen angemessen zu nutzen. Zur Absicherung der ehrgeizigen europäischen Energie- und Klimaziele reicht das Themenspektrum von grundlagennahen Forschungsoptionen über technologie-

orientierte Entwicklungsthemen bis hin zu unterstützenden Maßnahmen für die Markteinführung und -verbreitung. Zunehmend an Bedeutung gewinnen dabei auch die Einbindung des Bürgers als Verbraucher sowie relevante sozio-ökonomische Aspekte.

Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Stärkung des Forschungsstandorts Deutschland für Energiespeichertechnologie

Die Bundesregierung plant, für Speichertechnologien Forschungs- und Fördermittel bereitzustellen, um Deutschland zu einem Standort für Batteriezellenproduktion zu machen. Des Weiteren soll es ein neues Fraunhofer-Institut für Speichertechnologien geben.

Reallabore als Säule der Energieforschung ausbauen

Die Bundesregierung plant, den Übergang von Forschung zu Demonstration und Markteinführung zu unterstützen, und hat mit dem 7. Energieforschungsprogramm „Reallabore der Energiewende“ (insbesondere zu Sektorkopplungs-Technologien) als neue Säule der Energieforschung etabliert. Damit wird den Herausforderungen einer system- und sektorübergreifenden Optimierung durch Innovationen Rechnung getragen. Diese werden nicht nur größer und thematisch umfassender als bisherige Demonstrationsprojekte ausgelegt. Sie eröffnen auch, wo sinnvoll, Wege zum „regulatorischen Lernen“. So können technologische und regulatorische Erkenntnisse in der Praxis wechselwirken und systemische Optimierungspotenziale aufzeigen.

Die Reallabore der Energiewende sollen ganzheitliche Lösungen entwickeln, erproben und bekanntmachen. Reallabore sollen Querschnittsprojekte sein, deren Zielstellungen die Menschen vor Ort verstehen und mittragen. So entsteht ein notwendiger Grundkonsens für den erfolgreichen Transfer aus der Forschung in die Anwendung.

Ausbau der CO₂-Kreislaufwirtschaft

Die Bundesregierung plant im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms auch die Entwicklung CO₂-armer Industrieprozesse bzw. der CO₂-Kreislaufwirtschaft zu fördern.

Abschnitt B: Analytische Grundlage

4. Aktuelle Lage und Projektionen mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen

Das hier dargestellte Szenario mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen wird im Weiteren Referenzszenario genannt. Derzeitige Politiken und Maßnahmen sind in diesem Zusammenhang die Politiken und Maßnahmen, die bis zum 31. Dezember 2017 durchgeführt oder verabschiedet wurden.

4.1. Prognostizierte Entwicklung der wichtigsten exogenen Faktoren, die die Entwicklung des Energiesystems und der THG-Emissionen beeinflussen

4.1.i. Makroökonomische Vorhersagen (BIP und Bevölkerungswachstum)

Die in den Projektionen unterstellte Bevölkerungsentwicklung basiert auf den aktualisierten Angaben der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamtes – Szenario stärkere Zuwanderung (StBA 2017). Dieses aktualisierte Bevölkerungsszenario berücksichtigt ein stärkeres Wachstum am aktuellen Rand. Nach 2020 wird die Zahl der Bevölkerung rückläufig. Trotzdem ist sie im Jahr 2030 um 3,2 Prozent größer als im Jahr 2010. Bis zum Jahr 2040 verringert sich die Bevölkerung auf 81,3 Millionen. Aufgrund der Veränderung der Haushaltsstruktur, die mittlere Haushaltsgröße nimmt ab, steigt die Zahl der Haushalte bis ins Jahr 2040 an (+3,6 Prozent gegenüber 2010).

Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

Für die wirtschaftliche Entwicklung wird bis 2020 ein höheres Wachstum unterstellt als in der EU-Guidance.³ Auch die aktuellen Projektionen der Bundesregierung weichen mittlerweile von der Entwicklung ab, die zu Beginn der analytischen Arbeiten getroffen wurden. Im Referenzszenario liegt die jährliche Wachstumsrate bis 2020 bei 1,7 Prozent, danach bis 2025 bei 1,3 Prozent und zwischen 2025 und 2030 bei 1 Prozent. Über den Zeitraum 2010 bis 2030 erhöht sich das BIP um 32 Prozent. Im Zeitraum 2030 bis 2040 beträgt die unterstellte mittlere Wachstumsrate 0,9 Prozent. Das BIP steigt bis zum Jahr 2040 auf 3.744 Milliarden Euro (+45 Prozent gegenüber 2010).

4.1.ii. Sektorveränderungen, die sich voraussichtlich auf das Energiesystem und die THG-Emissionen auswirken

Tabelle B1: Annahmen zu Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung, BIP in realen Preisen

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
BIP in Mrd. EUR₂₀₁₀	3.088	3.127	3.166	3.207	3.250	3.283	3.316	3.350	3.383	3.416	3.744
BIP in Mrd. EUR₂₀₁₆	3.371	3.415	3.457	3.501	3.548	3.584	3.621	3.658	3.694	3.729	4.088
Bevölkerung in Tsd.	83.453	83.434	83.402	83.364	83.316	83.241	83.169	83.080	82.971	82.868	81.293

Quelle: BIP basierend auf Öko-Institut, Prognos, ISI (2017; Fortschreibung); Bevölkerung basierend auf Angaben des Statistischen Bundesamtes (13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung – Basis 2016, Variante 2-A, stärkere Zuwanderung)

Die Wertschöpfung in den nicht energieintensiven Industriebranchen wächst im Szenario bis 2030 und 2040 deutlich stärker an als in den energieintensiven Branchen (Tabelle B2). Hierdurch nimmt der Anteil der energieintensiven Branchen an der deutschen Bruttowertschöpfung stetig ab. Allerdings lassen sich aus diesem Sachverhalt keine direkten Rückschlüsse auf die absolute Höhe des Energieverbrauchs und der THG-Emissionen ziehen. Da auch in den energieintensiven Branchen die Wertschöpfung ansteigt und die Produktionsmengen nicht oder nur geringfügig abnehmen, sind für eine Reduzierung des absoluten Energieverbrauchs Effizienzsteigerungen notwendig.

³ Diese Berechnung entspricht nicht der aktuellen Projektion der Bundesregierung. Die verwendete Entwicklung liegt leicht unter den Werten der Herbstprojektion 2018 der Bundesregierung. Zu Beginn der analytischen Arbeiten im Herbst 2017 wurde deutlich, dass in Deutschland ein leicht höheres Wachstum realisiert wurde als in der EU-Guidance (2016) angenommen. Daher wurde bis 2019 der Projektion der Deutschen Bundesbank (2017, Gesamtwirtschaftliche Vorausschätzungen 2017/18 mit Ausblick 2019) gefolgt und dann zeitlich verschoben den Wachstumsraten, die in der EU-Guidance vorgegeben sind. Die angenommenen Wachstumsraten sind auch als Vorschlag in den nationalen Prozess zum Klimaschutzplan 2050 eingegangen.

Tabelle B2: Strukturentwicklung – Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes (Industrie) nach Branchen, in Mrd. Euro, reale Preise 2010

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Energieintensive Branchen*	108	108	108	109	109	110	110	110	110	110	112
Nicht energieintensive Branchen	527	534	541	548	556	562	568	574	579	585	649
Insgesamt	635	642	650	657	666	672	678	683	689	695	761

* Bergbau; Holz, Papier, Druck; Chemie; Glas, Keramik, Stein u. Erden; Metallherzeugung
 Quelle: Fortschreibung durch Öko-Institut, Prognos, ISI (2017), basierend auf Angaben des Statistischen Bundesamtes

4.1.iii. Globale Energietrends, internationale Preise für fossile Brennstoffe, CO₂-Preis im EU-EHS

Der CO₂-Preis im EHS entwickelt sich in den Szenarien gemäß dem Referenzszenario der EU aus dem Jahr 2016. Bis ins Jahr 2030 erhöht sich der Zertifikatspreis auf 35 Euro je t CO₂, bis zum Jahr 2040 steigt der Preis auf 52 Euro (reale Preise, Basisjahr 2016). Die unterstellten Weltmarkt-Energiepreise werden ebenfalls vom EU-Referenzszenario übernommen (Tabelle B3). In den vergangenen Jahren war zu beobachten, dass sich Kohle- und Gaspreis vom Ölpreis entkoppeln. Gleichzeitig sind die Energiepreise sehr viel weniger stark gestiegen als erwartet. Für die Szenarien wird angenommen, dass die Preise für Kohle und Gas nach 2020 konstant bleiben, während der Ölpreis wieder leicht ansteigt.

Tabelle B3: Entwicklung der Weltmarktenergiepreise im Zeitraum und CO₂-Preis 2021 bis 2030, reale Preise 2016

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Rohöl Brent in Euro 2016/MWh Hi	49	51	52	53	54	56	57	58	59	60
Steinkohle in Euro 2016/MWh Hi	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13
Erdgas in Euro 2016/MWh Hi	29	29	29	30	30	31	31	32	33	33
EHS-Zertifikate in Euro 2016/EUA	17	19	20	22	23	26	28	30	33	35

Quelle: Fortschreibung durch Öko-Institut, Prognos, ISI 2017

4.1.iv. Entwicklung der Technologiekosten

Die angenommenen Kostenentwicklungen der Technologien zur Strom- und dezentralen Wärmeerzeugung sind in Tabelle 4 beschrieben (Kosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme). Die Kosten der Elektrolyseure sinken im Betrachtungszeitraum nur gering, da sie aufgrund der mangelnden Wirtschaftlichkeit keinen wesentlichen Einsatz finden.

Im Vergleich sinken die Kosten der SOEC- und PEM-Elektrolyseure im Zeitverlauf etwas stärker, da sie im Gegensatz zu den alkalischen Elektrolyseuren heute technisch noch nicht ausgereift sind. Bei den fossilen Stromerzeugungstechnologien wird nach 2020 von keiner weiteren Kostendegression ausgegangen. Bei den erneuerbaren Energien nehmen die Investitionskosten hingegen weiter ab. Im Zeitraum 2020 bis 2030 sind die Kostenrückgänge am größten bei Wind auf See (-24 Prozent) und der Auf-Dach-PV (-23 Prozent). Auch die Kosten für Speichertechnologien verringern sich, die Kosten für Batterien im Haushaltsbereich nehmen im Zeitraum 2020–2030 um rund ein Drittel ab. Die Kernenergie bildet im Referenzszenario – über den Ausstiegspfad hinaus – keine verfügbare Option, die Kosten werden nicht dargestellt.

Bei der Wärmeerzeugung in Gebäuden wird bei den Technologien auf Basis erneuerbarer Energien eine Kosten-
degression von jährlich 0,35 Prozent unterstellt. Bei den fossilen Anlagen wird von keiner weiteren Abnahme der
Kosten ausgegangen. Mit ansteigender Wärmeleistung der Anlagen sinken die Kosten je kW, dadurch ergeben sich
bei großen Gebäuden niedrigere spezifische Kosten.

Tabelle B4: Entwicklung der Technologiekosten für die Strom- und Wärmeerzeugung, Euro je kW, reale Preise

Technologien	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Stromerzeugung										
Braunkohle	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Steinkohle	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Erdgas – GuD	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Erdgas – GT	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Wind auf Land (Starkwind)	1.190	1.180	1.170	1.160	1.150	1.140	1.130	1.120	1.110	1.100
Wind auf See	2.830	2.760	2.690	2.620	2.550	2.480	2.410	2.340	2.270	2.200
Photovoltaik – Freifläche	640	630	620	610	600	590	580	570	560	550
Photovoltaik – Dach	1.090	1.080	1.070	1.060	1.050	1.040	1.030	1.020	1.010	850
Batterie (je kWh)	435	420	405	390	375	360	345	330	315	300
Alkalischer Elektrolyseur	998	995	993	990	988	985	983	980	978	975
SOEC-Elektrolyseur ¹	2.090	2.079	2.069	2.058	2.048	2.037	2.027	2.016	2.006	1.995
PEM-Elektrolyseur ²	1.741	1.733	1.724	1.715	1.706	1.698	1.689	1.680	1.671	1.663
Wärmeerzeugung										
a) kleine Gebäude (12–15 kW)										
Gas-Brennwert	815	815	815	815	815	815	815	815	815	815
Heizöl-Brennwert	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
Biomasse	1.600	1.593	1.588	1.582	1.577	1.571	1.566	1.560	1.555	1.549
Wärmepumpen – Luft	1.555	1.548	1.543	1.538	1.532	1.527	1.522	1.516	1.511	1.506
Wärmepumpen – Sole	2.500	2.491	2.482	2.474	2.465	2.456	2.448	2.439	2.431	2.422
b) große Gebäude (35–40 kW)										
Gas-Brennwert	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Heizöl-Brennwert	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Biomasse	804	801	799	796	793	790	788	785	782	779
Wärmepumpen – Luft	974	970	967	963	960	957	953	950	947	943
Wärmepumpen – Sole	1.663	1.657	1.651	1.645	1.640	1.634	1.628	1.623	1.617	1.611

1 SOEC: solide oxide electrolysis cell (Festoxid-Elektrolysezelle)

2 PEM: proton exchange membrane (Protonen-Austausch-Membran)

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas 2018 (Aktualisierungsvorbehalt bei Angaben zu kleinen Gebäuden)

Die unterstellten Kosten je Pkw in der Referenzentwicklung sind in Tabelle B5 dargestellt. Wie bei den Raumwärmeerzeugern wird auch bei den fossilen Antrieben der Pkw von gleichbleibenden Kosten ausgegangen. Bei den Elektro- und Hybridantrieben nehmen die Technologiekosten ab, hauptsächlich getrieben durch die Entwicklung bei den Batterien. Die Kosten für Elektro- und Hybrid-Fahrzeuge bleiben auch langfristig über den Kosten für Fahrzeuge mit Antriebssystemen auf Basis von flüssigen oder gasförmigen Energieträgern.

Tabelle B5: Entwicklung der Technologiekosten im Pkw-Bereich, Fahrzeugkosten in Tsd. Euro, reale Preise 2016

Technologien	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Benzin	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Diesel	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Hybrid	29,4	28,8	28,7	28,6	28,4	28,3	28,2	28,1	28,0	27,8
Erdgas/bivalent	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Elektro	31,6	29,8	29,6	29,4	29,2	29,0	28,8	28,6	28,4	28,2
Plug-in-Hybrid	31,8	30,0	29,9	29,8	29,6	29,5	29,4	29,3	29,2	29,0

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas 2018

Die verwendeten Kosten für Wärmeerzeuger und Pkw sind höher als diejenigen, welche zum Beispiel von der EU-Kommission im Referenzszenario 2016 (PRIMES-Modell) verwendet werden. Insbesondere bei den Wärmeerzeugern ergeben sich signifikante Abweichungen. Ursache für die Differenz könnten unter anderem die Berücksichtigung von Steuern (hier Wärmeerzeuger inkl. MwSt.), die betrachtete Leistungsklasse (mit zunehmender Leistung werden die Kosten je kW geringer), die Handhabung der baulichen Kosten, aber auch länderspezifische Preisunterschiede sein.

4.2. Dimension Dekarbonisierung

4.2.1. THG-Emissionen und THG-Abbau

4.2.1.i. Die Entwicklungstrends der aktuellen THG-Emissionen und des THG-Abbaus in den Sektoren des EU-EHS, der Lastenteilung und der LULUCF sowie in verschiedenen Energiesektoren

Die jährlichen Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2010 bis 2016 sind in Tabelle B6 dargestellt. Die Werte und die Abgrenzung der Sektoren sind dem THG-Inventar entnommen (UBA 2017). Die Die LULUCF-Emissionen und die Emissionen des internationalen Verkehrs sind entsprechend internationalen Konventionen in der Gesamtsumme nicht enthalten. Im Jahr 2016 wurden insgesamt 909 Millionen t CO_{2äq} emittiert. Gegenüber dem Basisjahr 1990 bedeutet dies eine Reduktion um 27 Prozent.

Tabelle B6: Treibhausgasemissionen nach Sektoren für die Jahre 2010 bis 2016, in Mio. t CO_{2äq}

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energiebedingte Emissionen	802	779	785	802	762	768	772
Energiewirtschaft	357	354	364	367	349	337	332
Industrie	125	123	118	119	118	127	126
Verkehr	154	156	155	159	160	163	166
Private Haushalte	107	91	95	101	83	88	91
GHD, andere*	46	42	41	44	41	42	44
Diffuse Emissionen	11	11	12	12	10	11	10
Nicht-energiebedingte Emissionen	141	142	139	140	140	139	138
ind. Prozesse	63	63	62	62	62	61	62
Landwirtschaft	63	64	64	65	66	67	72
Abfall	15	14	13	12	12	11	10
Insgesamt	943	920	925	942	903	907	909
Nachrichtlich: LULUCF	-16	-16	-14	-14	-15	-14	-14
Nachrichtlich: Internationaler Luft- und Seeverkehr	33	31	33	32	31	32	35

* v. a. Bauwirtschaft und Militär

Quelle: THG-Inventar, UBA 2017

Die jährlichen Treibhausgasemissionen lassen sich für den Zeitraum 2010 bis 2016 nach Emissionen in den Sektoren, die dem ETS unterliegen und übrige Nicht-ETS-Sektoren aufteilen (in Tabelle B7 dargestellt). Beide Bereiche haben derzeit ein annähernd gleich großes Emissionsniveau. Die Emissionen des europäischen Luftverkehrs unterliegen ebenfalls dem Emissionshandel. Sie werden getrennt ausgewiesen, weil sie nicht relevant für die nationale Zielerreichung sind. Lediglich der inländische Luftverkehr wird bei den Klimazielen berücksichtigt.

Tabelle B7: Treibhausgasemissionen nach ETS und Non-ETS für die Jahre 2010 bis 2016, in Mio. t CO_{2äq}

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ETS-Emissionen ohne internationalen Luftverkehr	452	450	455	483	463	457	456
Non-ETS-Emissionen	491	470	470	459	440	450	454
Gesamt	943	920	925	942	903	907	909
Nachrichtlich: Emissionen des internationalen Luftverkehrs*	-	-	13	7	7	7	7

* nicht relevant für nationale Zielerreichung

Quelle: DEHST (2011–2017; VET-Berichte)

4.2.1.ii. Projektionen der sektorspezifischen Entwicklungen mit derzeitigen nationalen und Unionspolitiken und -maßnahmen mindestens bis 2040 (einschließlich für 2030)

Die nachfolgenden Ergebnisse zu den Projektionen zur Referenzentwicklung sind vorläufig.

Tabelle B8: Treibhausgasemissionen nach Sektoren für die Jahre 2021 bis 2040, in Mio. t CO_{2äq}

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Energiebedingte Emissionen	693	698	702	700	693	676	663	651	635	623	510
Energiewirtschaft	284	294	303	306	304	292	286	280	270	263	205
Industrie	114	113	112	111	110	109	109	108	107	106	100
Verkehr	163	163	162	161	159	157	155	152	150	147	118
Private Haushalte	79	77	75	73	71	69	67	66	64	63	52
GHD, andere	43	42	41	40	39	38	37	37	36	35	28
Diffuse Emissionen	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	7
Nicht-energiebedingte Emissionen	130	129	128	127	126	124	124	123	122	120	114
industrielle Prozesse	59	58	57	57	56	55	55	55	54	53	49
Landwirtschaft	63	63	63	63	63	63	62	62	62	62	61
Abfall	8	8	8	7	7	7	6	6	6	5	4
Insgesamt	823	827	830	828	819	800	787	774	757	743	624
Nachrichtlich: LULUCF	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	13
Nachrichtlich: Internationaler Luft- und Seeverkehr	41	42	43	44	45	46	47	47	48	49	50

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas (2018)

4.2.2. Erneuerbare Energie

4.2.2.i. Aktueller Anteil der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie am Bruttoendenergieverbrauch in verschiedenen Sektoren (Wärme- und Kälteerzeugung, Strom und Verkehr) und nach Technologien innerhalb dieser Sektoren

Die Anteile erneuerbarer Energien am Energieverbrauch sind in Tabelle B9 dargestellt. Von 2010 bis 2017 stieg der Anteil am Bruttoendenergieverbrauch um ungefähr 4 Prozentpunkte auf 15,2 Prozent an. Zwischen den Sektoren und Anwendungsbereichen sind über den Betrachtungszeitraum jedoch starke Unterschiede auszumachen. Der Stromsektor bildet den Haupttreiber für den steigenden erneuerbaren Anteil am Gesamt-Bruttoendenergieverbrauch. Der erneuerbare Anteil im Stromsektor steigt deutlich stärker als in der Wärme- und Kälteerzeugung. Im Verkehrssektor nimmt der Anteil der erneuerbaren Kraftstoffe am Gesamtkraftstoffverbrauch ab. Bei leicht ansteigendem Kraftstoffverbrauch ist der Einsatz der biogenen Treibstoffe seit 2012 rückläufig. Der eingesetzte erneuerbare Strom im Verkehr ist noch von geringer Bedeutung.

Tabelle B9: Anteil erneuerbarer Energien bis 2017, in Prozent

Anteil erneuerbarer Energien	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Strom (RL 2009/28/EG)	18,2	20,9	23,6	25,3	28,1	30,8	32,2	34,4
Strom (nationale Statistik)¹	17,0	20,4	23,5	25,1	27,4	31,5	31,6	36,0
Wind an Land (Onshore)	6,2	8,1	8,4	8,5	9,6	12,1	11,3	14,6
Wind auf See (Offshore)	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	1,4	2,0	2,9
Photovoltaik	1,9	3,2	4,3	5,1	6,1	6,5	6,4	6,6
Wasserkraft	3,4	2,9	3,6	3,8	3,3	3,2	3,4	3,4
Biomasse	4,7	5,3	6,3	6,6	7,1	7,4	7,5	7,5
Biogener Anteil des Abfalls	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Verkehr (RL 2009/28/EG)	6,4	6,5	7,4	7,3	6,9	6,6	7,0	7,0
Verkehr (nationale Statistik)²	5,8	5,7	6,0	5,5	5,6	5,2	5,2	5,2
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöl)	4,1	3,8	4,0	3,5	3,6	3,3	3,2	3,2
Biogene Ottokraftstoffe	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
Biomethan	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
EE – Strom	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7
Wärme und Kälte (RL 2009/28/EG)	12,1	12,6	13,5	13,5	13,5	13,5	13,1	13,4
Wärme und Kälte (nationale Statistik)³	12,5	13,0	14,3	14,3	14,2	14,0	13,6	13,9
Biomasse und erneuerbare Abfälle	11,6	11,8	13,0	13,0	12,7	12,4	11,9	12,1
Sonstige erneuerbare Energien (Solarthermie, Geothermie, Umweltwärme)	0,9	1,1	1,2	1,3	1,6	1,6	1,7	1,7
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt (RL 2009/28/EG)	11,7	12,5	13,6	13,8	14,4	14,9	14,9	15,5
Bruttoendenergieverbrauch insgesamt (nationale Statistik)	11,5	12,4	13,6	13,9	14,3	15,2	14,9	15,9

1 abweichend zur RL 2009/28/EG u. a. ohne Normalisierung Wasser- und Windkraft und mit gesamter Stromerzeugung aus Biomasse

2 abweichend zur RL 2009/28/EG u. a. ohne Mehrfachanrechnungen Biokraftstoffe und Strom

3 abweichend zur RL 2009/28/EG u. a. ohne Netzverluste Fernwärme und mit gesamten EEV Biomasse für Wärme und Kälte

Geringfügige Abweichungen resultieren aus Rundungsdifferenzen.

Quelle: UBA (2018)

4.2.2.ii. Vorläufige Projektionen der Entwicklung mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen für 2030 (mit einem Ausblick bis 2040)

Die unterschiedlichen Entwicklungen in den einzelnen Sektoren im Zeitraum ab 2020 resultieren aus der in der Referenz angenommenen Fortführung bestehender Instrumente, die unterschiedlich starke Effekte auf die Nutzung erneuerbarer Energien haben. Beispielsweise wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Energieeinsparverordnung (EnEV) in ihrer bisherigen Form weitergeführt werden. Die Weiterführung des EEG wirkt sich stark auf den Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor aus. Der angenommene zukünftige Zubau an erneuerbaren Technologien entwickelt sich im Referenzszenario anhand der Ausbaukorridore der Fassung des EEG von 2017. Für Wind an Land wird nach dem Ausbaukorridor bis 2020 ein jährlicher Bruttozubau von 2.800 Megawatt (MW) und ab 2020 von 2.900 MW angenommen. Für Wind auf See wird für 2021 und 2022 ein jährlicher Zubau von 500 MW vorgesehen, zwischen 2023 und 2025 von 700 MW. Ab 2026 erhöht sich der Zubau auf 840 MW pro Jahr. Der jährliche Bruttozubau an Photovoltaik wird nach EEG 2017 mit 2.500 MW angenommen.

Zudem ist angestrebt, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf etwa 65 Prozent erhöht wird. Die Herausforderung besteht in einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019–2030 wird geprüft, welche Maßnahmen im Übertragungsnetz umgesetzt werden müssen, um die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze hierfür sicherzustellen. Die Koalitionsparteien werden bis Herbst 2019 über die dafür notwendigen technologiespezifischen Ausbaupfade bis 2030 entscheiden, wobei gegebenenfalls Anpassungen an Ausschreibungsmengen erfolgen müssen, um das im Koalitionsvertrag angestrebte Ziel von etwa 65 Prozent zu erreichen.

Ausschlaggebend für die tatsächliche installierte Leistung an erneuerbaren Energien ist neben dem beschriebenen Bruttoausbau auch der Rückbau an bestehenden Anlagen. Für bestehende Windanlagen an Land wird bis zum Baujahr 1999 eine Lebensdauer von 15 Jahren unterstellt. Für jüngere Windkraftanlagen an Land sowie Windkraftanlagen auf See wird eine Betriebsdauer von 20 Jahren angenommen. Es wird im Referenzszenario davon ausgegangen, dass kein weiterer Betrieb nach Ende der garantierten Vergütung erfolgt. Für Photovoltaik wird eine durchschnittliche Betriebsdauer von 25 Jahren unterstellt, wobei die Anlagen gleichverteilt über zehn Jahre nach Ablauf ihres Vergütungszeitraumes von 20 Jahren aus dem Betrieb gehen. Konkret bedeutet das, dass alle installierten Anlagen eines Jahres nach 30 Jahren außer Betrieb sind, im Schnitt jedoch nach 25 Jahren und die ersten Anlagen nach bereits 20 Jahren.

Im Sektor Verkehr nimmt der Anteil an erneuerbaren Energien bis 2030 im Referenzszenario schrittweise zu. Hierfür ist vor allen Dingen der steigende Anteil an erneuerbarem Strom verantwortlich, der durch die Elektromobilität genutzt wird und sich im Vergleich zu 2020 verdoppelt. Über 2030 hinaus erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr auf 8,9 Prozent in 2040 (ohne Mehrfachanrechnungen). Hierfür ist ebenfalls vor allen Dingen die Steigerung des erneuerbaren Stromanteils auszumachen, der sich bis 2040 gegenüber 2030 in etwa verdoppelt und durch die verbreitete Nutzung von Elektromobilität getrieben wird. Der Verbrauch an biogenen Kraftstoffen verändert sich dagegen in diesem Zeitraum nicht wesentlich. Aufgrund des abnehmenden Energieverbrauchs für Verkehr gewinnen die biogenen Kraftstoffe jedoch anteilmäßig leicht an Bedeutung.

Dem Anwendungsbereich Wärme- und Kälteerzeugung werden die Verwendungszwecke Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Prozesskälte und die Fernwärmeerzeugung zugerechnet. Bei diesen Anwendungen steigt im Referenzszenario der Anteil der erneuerbaren Energien am Verbrauch moderat an, von 14,2 Prozent im Jahr 2021 auf 17,3 Prozent im Jahr 2030. Bis ins Jahr 2040 erhöht sich der Anteil in der Referenzentwicklung auf 20,1 Prozent.

Die Entwicklung in den einzelnen Teilbereichen verläuft unterschiedlich. Der Einsatz von erneuerbaren Energien zur Fernwärmeerzeugung verändert sich im Zeitverlauf nur geringfügig. Wichtigster erneuerbarer Energieträger zur Erzeugung der leitungsgebundenen Wärme bleibt die Biomasse (inklusive biogener Müll), auch wenn die mit Biomasse erzeugte Fernwärme in der Referenzentwicklung rückläufig ist. Den rückläufigen Biomasseeinsatz wird durch eine steigende Wärmeerzeugung aus Abwärme und Geothermie ausgeglichen. Eine leichte Zunahme zeigt sich auch bei der Erzeugung aus Solarthermie.

Bei der Erzeugung von dezentraler Raumwärme und Warmwasser nimmt der Verbrauch an erneuerbaren Energien im Zeitraum 2020 bis 2030 um 20 Prozent zu. Der Anstieg entfällt hauptsächlich auf Biomasse und Umweltwärme (und Geothermie), welche mit elektrischen Wärmepumpen genutzt wird. Bei der Prozesswärme wird im Referenzszenario als einziger erneuerbarer Energieträger Biomasse eingesetzt. Im Zeitraum 2021 bis 2030 steigt der Biomasseeinsatz geringfügig um rund 4 Prozent an. Für die Erzeugung von Prozesskälte wird ausschließlich Strom eingesetzt.

Die nachfolgenden Ergebnisse zu Projektionen zum Anteil erneuerbarer Energien sind vorläufig.

Tabelle B10: Anteil erneuerbarer Energien 2021 bis 2040, in Prozent

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Strom (nationale Statistik)	43,3	44,0	44,9	46,0	47,3	48,6	49,8	51,2	52,5	54,0	55,2
Wind an Land	17,1	17,0	17,2	17,5	17,9	18,3	18,8	19,3	19,7	20,4	22,6
Wind auf See	5,7	6,1	6,6	7,1	7,6	8,2	8,8	9,5	10,1	10,8	11,2
Photovoltaik	8,6	9,0	9,4	9,7	10,1	10,5	10,9	11,2	11,5	11,9	13,6
Wasserkraft	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Biomasse	7,5	7,5	7,3	7,3	7,3	7,2	6,9	6,8	6,7	6,4	3,5
Biogener Anteil des Abfalls	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
Verkehr (RED II)	5,8	6,1	6,5	6,8	7,2	7,7	8,3	8,9	9,5	10,2	17,5
Verkehr (nationale Statistik)	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,7	5,9	6,1	8,9
Biodiesel (inkl. HVO und Pflanzenöl)	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,9
Biogene Ottokraftstoffe	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3
Biogase	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6
Erneuerbare – Strom	0,8	0,9	1,0	1,0	1,2	1,3	1,4	1,6	1,7	1,9	4,0
Wasserstoff	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Wärme und Kälte* (nationale Statistik)	14,2	14,5	14,9	15,2	15,6	15,9	16,3	16,6	16,9	17,3	20,1
Biomasse und erneuerbare Abfälle	11,8	11,9	12,1	12,2	12,4	12,5	12,7	12,7	12,9	13,0	13,7
Sonstige erneuerbare Energien	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,3	6,5

* Raumwärme und Warmwasser, Kühlen und Lüften und Prozesswärme und -kälte

Hinweis: Abweichungen der Summen durch Rundungsdifferenzen

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas (2018)

4.3. Dimension Energieeffizienz

4.3.1.i. Aktueller Primär- und Endenergieverbrauch in der Wirtschaft nach Sektoren (darunter Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen und Verkehr)

Im Zeitraum 2008 bis 2017 hat sich der Primärenergieverbrauch um rund 5,5 Prozent verringert. Zwischen 2010 und 2017 beträgt der Rückgang 5 Prozent. Der Endenergieverbrauch hat sich im Zeitraum 2008 bis 2017 um knapp 2 Prozent erhöht, im Zeitraum 2010 bis 2017 blieb das Niveau nahezu konstant. Die einzelnen Endverbrauchssektoren weisen unterschiedliche Entwicklungen auf. In der Industrie (übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe) kompensierten die steigenden Mengeneffekte (Produktion, Erwerbstätige) die Wirkung steigender Energieeffizienz; der Verbrauch stieg zwischen 2010 und 2017 um 4 Prozent. In Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) gab es einen leichten Rückgang (-3 Prozent). Der Verbrauch des Verkehrssektors stieg um 8 Prozent an, während der Verbrauch im Sektor Private Haushalte um 9 Prozent zurückging. Der starke Rückgang steht in engem Zusammenhang mit der Witterungsentwicklung. Das Jahr 2010 war sehr kalt, der Raumwärmeverbrauch hoch. Die Jahre 2011 bis 2016 waren deutlich wärmer und somit der Raumwärmeverbrauch signifikant tiefer. Seit 2011 hat sich der Energieverbrauch des Haushaltssektors nicht mehr wesentlich verringert.

Tabelle B11: Primärenergieverbrauch (PEV), Endenergieverbrauch (EEV) insgesamt und nach Sektoren, 2008 bis 2017, in PJ

	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
PEV	14.380	14.217	13.599	13.447	13.822	13.180	13.262	13.491	13.594
EEV	9.159	9.310	8.881	8.919	9.179	8.699	8.898	9.060	9.329
Industrie ¹	2.587	2.592	2.634	2.587	2.551	2.545	2.548	2.598	2.700
Verkehr	2.571	2.559	2.568	2.559	2.612	2.616	2.621	2.690	2.755
Haushalte	2.558	2.676	2.333	2.427	2.556	2.188	2.302	2.376	2.430
GHD ²	1.443	1.483	1.346	1.345	1.460	1.350	1.428	1.396	1.443

* Für 2017 vorläufige Werte gemäss AG Energiebilanzen

1 übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe

2 Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Quelle: BMWi Energiedaten, 2018

4.3.ii. Aktuelles Potenzial für den Einsatz der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplung und der effizienten Fernwärme- und Fernkälteversorgung

Das KWK-Stromerzeugungspotenzial beträgt nach letzten Schätzungen für das Jahr 2014⁴ je nach Betrachtungsweise 173 TWh (betriebswirtschaftliches Potenzial) bzw. 244 TWh (volkswirtschaftliches Potenzial). Unter Berücksichtigung der mit der Zeit sinkenden KWK-kompatiblen Stromerzeugung (durch den Ausbau von Wind und PV) sinkt das erschließbare KWK-Potenzial langfristig unter die genannten Werte. Dabei gilt es zu beachten, dass die mögliche KWK-Stromerzeugung geringer ist als die KWK-kompatible Stromerzeugung. Die genaue Höhe wurde im Rahmen der hierfür beauftragten Studie nicht abgeschätzt. Aus heutiger Sicht muss zudem beachtet werden, dass aktuelle Energiesystemstudien einen schnelleren Anstieg der Wind- und PV-Erzeugung prognostizieren als die hier dargelegte KWK-Potenzialstudie. Das realisierbare KWK-Potenzial dürfte damit langfristig noch etwas niedriger liegen. Die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Referenzszenario ist in Tabelle B12 dargestellt.

4 Mit der Studie „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014“ wurde das KWK-Potenzial in Deutschland ermittelt, entsprechend der Vorgabe durch die EU-Energieeffizienzrichtlinie <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151221%20Mitteilung%20an%20KOM%20EED%20KWK%20Anlage%20Analyse.pdf>

Tabelle B12: Entwicklung der KWK-Stromerzeugung im Referenzszenario bis 2040, KWK-Nettostromerzeugung in TWh*

Anteil erneuerbarer Energien	2016	2020	2030	2040
Gesamt	118	124	126	126
Allgemeine Versorgung	51	53	56	61
Industrie	35	35	35	35
Fossile BHKW unter 1 MW	8	8	8	8
Biogene Anlagen (nicht in allgemeine Versorgung und Industrie enthalten)	23	28	27	22

*gemäß weitem Anlagenbegriff (Berücksichtigung von Wärmenutzung für z.B. Fermenterbeheizung, Holzvortrocknung usw.)

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas, 2018

4.3.iii. Projektionen unter Berücksichtigung der unter Nummer 1.2.ii. beschriebenen aktuellen Energieeffizienzpolitiken, -maßnahmen und -programme für den Primär- und den Endenergieverbrauch für jeden Sektor mindestens bis 2040 (einschließlich für 2030)

Die nachfolgenden Ergebnisse zu Projektionen zum Primärenergieverbrauch sind vorläufig. Im Referenzszenario verringert sich der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2030 um 20% und bis zum Jahr 2040 um mehr als 29 Prozent gegenüber 2010. Im gleichen Zeitraum nimmt der Endenergieverbrauch um 7 Prozent bzw. 14 Prozent ab.

Tabelle B13: Referenzszenario – Primärenergieverbrauch (PEV), Endenergieverbrauch (EEV) insgesamt und nach Sektoren, 2021 bis 2040, in PJ

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
PEV	12.670	12.446	12.213	12.166	12.092	11.933	11.796	11.670	11.525	11.391	10.182
EEV	9.041	9.005	8.957	8.908	8.861	8.794	8.727	8.658	8.590	8.521	7.856
Industrie ¹	2.460	2.440	2.425	2.410	2.397	2.378	2.360	2.341	2.322	2.303	2.187
Verkehr	2.905	2.922	2.922	2.921	2.919	2.905	2.890	2.872	2.853	2.833	2.505
Haushalte	2.246	2.223	2.198	2.174	2.152	2.130	2.109	2.089	2.070	2.052	1.921
GHD ²	1.429	1.420	1.411	1.402	1.393	1.381	1.369	1.357	1.345	1.333	1.243

1 übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe

2 Gewerbe, Handel, Dienstleistung

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas, 2018

Am größten ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs im Sektor Private Haushalte, mit 23 Prozent bis zum Jahr 2030. Der durchschnittliche jährliche Verbrauchsrückgang liegt bis 2030 bei knapp 1 Prozent, nach 2030 verlangsamt sich der Rückgang. Im Verkehrssektor steigt der Energieverbrauch weiter an und ist erst ab 2024 rückläufig. Dadurch liegt der Energieverbrauch im Verkehr im Jahr 2030 etwas über dem Niveau des Jahres 2010. Längerfristig, mit zunehmender Durchdringung der Elektromobilität, verringert sich der jährliche Verbrauch deutlich, die Veränderungsraten betragen dann -1,5 Prozent pro Jahr.

4.3.iv. Kostenoptimale Niveaus der Mindestanforderungen für die Gesamtenergieeffizienz gemäß Artikel 5 der Richtlinie 2010/31/EU, die sich aus nationalen Berechnungen ergeben

Die Untersuchungen zum kostenoptimalen Niveau der Mindestanforderungen für die Gesamtenergieeffizienz in Gebäuden wurden zuletzt im „Kurzgutachten zur Aktualisierung und Fortschreibung der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen sowie zu Flexibilisierungsoptionen“ (IbH, ITG, Ifeu, ecofys) aktualisiert. Das optimale Niveau wird jeweils aus mikroökonomischer Perspektive für Wohngebäude und für Nichtwohngebäude getrennt ermittelt und zieht neben dem von der Bundesregierung zugrunde gelegten Szenario zur Energiepreisentwicklung ein alternatives Szenario zur Sensitivitätsuntersuchung heran. Die Untersuchung folgt den europäischen Kriterien zur Ermittlung der Kostenoptimalität und weist unter dieser Maßgabe den aktuellen ordnungsrechtlichen Standard (EnEV 2016) als derzeit kostenoptimales Niveau aus. Das Ergebnis wurde an die Europäische Kommission übermittelt.

4.4. Dimension Sicherheit der Energieversorgung

4.4.i. Aktueller Energiemix, inländische Energieressourcen, Einfuhrabhängigkeit und entsprechende Risiken

Die aktuelle Energieversorgung in Deutschland ist maßgeblich geprägt vom Verbrauch fossiler Energieträger. So entfallen im Ausgangsjahr 2016 rund 80 Prozent des Primärenergieverbrauches auf die Energieträger Kohle, Mineralöl und Gase (Tabelle B14, basierend auf BMWi Energiedaten 2018).⁵ Der restliche Anteil entfällt zum größten Teil auf erneuerbare Energien 13 Prozent, Kernenergie 7 Prozent sowie sonstige Energieträger (< 1 Prozent). Die Nettostromexporte werden mit negativen Vorzeichen gewichtet.

Die Importabhängigkeit des Energiemixes resultiert hauptsächlich aus dem hohen Verbrauch an fossilen Energieträgern, die zum überwiegenden Anteil importiert werden (Tabelle B15). Eine Ausnahme hierbei bildet die Braunkohle, die vollständig inländisch gewonnen wird und sogar zu geringen Anteilen exportiert wird. Seit Beginn des Betrachtungszeitraumes 2010 führt das Auslaufen der Steinkohlesubventionen zu einem Rückgang der inländischen Steinkohleförderung und damit zu einem steigenden Importanteil. Bis Ende 2018 werden die Subventionen für den Steinkohleabsatz vollständig auslaufen und die inländische Förderung eingestellt. Ab 2019 steigt der Importanteil von Steinkohle auf 100 Prozent. Der Gasverbrauch ging zwischen 2010 und 2016 zwar um rund 150 PJ zurück, allerdings halbierte sich im gleichen Zeitraum nahezu die inländische Förderung. Dadurch stieg der Importanteil der Gase deutlich an. Mineralöle werden fast vollständig importiert. Die Bereitstellung von erneuerbaren Energien und Kernenergie erfolgt fast ausschließlich inländisch.⁶

Tabelle B14: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2010 bis 2016, in PJ

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Steinkohle	1.714	1.715	1.725	1.840	1.759	1.729	1.693
Braunkohle	1.512	1.564	1.645	1.629	1.574	1.565	1.511
Mineralöle	4.684	4.525	4.527	4.628	4.493	4.491	4.566
Gase	3.171	2.911	2.920	3.059	2.660	2.770	3.056
Kernenergie	1.533	1.178	1.085	1.061	1.060	1.001	923
Erneuerbare Energien	1.413	1.463	1.385	1.499	1.519	1.644	1.676
Sonstige Energieträger	254	267	244	222	237	234	247
Außenhandelsaldo Elektrische Energie*	-64	-23	-83	-116	-122	-174	-182
Insgesamt	14.217	13.599	13.447	13.822	13.180	13.262	13.491

* einschließlich geringe Anteile von Fernwärme

Quelle: BMWi 2018 (Aktualisierungsvorbehalt)

5 Nur fossile Gase, Biogase sind unter erneuerbaren Energien aufgeführt.

6 Kernenergie wird gemäß Definition von EU-Stat als inländische Primärenergie betrachtet. Die Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung erhöht bei dieser Betrachtung folglich nicht die Importabhängigkeit. Beim Strom wird nur der Außenhandelsaldo ausgewiesen (Netto-Menge). Dabei wird keine Unterscheidung nach den einzelnen Erzeugungstechnologien vorgenommen.

Tabelle B15: Importabhängigkeit 2010 bis 2016, Nettoimporte* in Prozent

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Steinkohle	77,0	81,6	80,3	86,8	87	88	94,8
Braunkohle	-1,6	-1,7	-1,9	-1,9	-3	-3	-1,9
Mineralöle	98,6	97,0	98,8	98,0	98	99	97,9
Gase	80,7	86,0	85,0	86,1	88	89	90,1
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	-0,6	0,0	0,5	-0,8	-2	-1	-1,4
Insgesamt	59,0	60,5	60,9	62,0	61,2	61,7	63,8

* (Einfuhr abzüglich Ausfuhr und Bunker) in Relation zum Primärenergieverbrauch

Quelle: basierend auf BMWi, 2018 (Aktualisierungsvorbehalt)

4.4.ii. Projektionen der Entwicklung mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen mindestens bis 2040 (einschließlich für 2030)

Die nachfolgenden Ergebnisse zu Projektionen zur Primärenergieverbrauch sind vorläufig. Danach sinkt der Primärenergieverbrauch zwischen 2020 und 2030 um rund 1.400 PJ. Mit Ausnahme der Gase kommt es bei allen fossilen Energieträgern zu einem Rückgang, der hauptsächlich durch die zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrs-, Gebäude- und Stromsektor getrieben wird. Bei der Stromerzeugung sinkt vor allem der Anteil der Braunkohle deutlich, während der Einsatz von Erdgas zunimmt. Treiber für diese Entwicklung sind die langfristig steigenden CO₂-Preise im ETS. Die Nutzung der inländischen Kernenergie fällt mit dem Kernenergie-Ausstieg ab 2023 komplett weg.⁷ Der Verbrauch erneuerbarer Energien steigt deutlich an, bis 2030 um 12 Prozent gegenüber 2020. Nach 2030 nimmt der Verbrauch an erneuerbaren Energien nur noch geringfügig zu. Dies ist auf die Entwicklung im Sektor Energiewirtschaft zurückzuführen, wo wegfallende Bestandsanlagen nicht vollständig durch neue Anlagen ersetzt werden (insbesondere bei PV- und Biomasse-Anlagen).

Tabelle B16: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 2021 bis 2040, in PJ

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Steinkohle	1.433	1.473	1.514	1.526	1.513	1.463	1.444	1.409	1.331	1.326	1.173
Braunkohle	1.212	1.241	1.262	1.263	1.256	1.181	1.131	1.116	1.090	1.041	650
Mineralöle	4.496	4.450	4.400	4.351	4.299	4.238	4.175	4.111	4.046	3.983	3.305
Gase	2.873	2.897	2.919	2.928	2.915	2.914	2.908	2.868	2.855	2.820	2.691
Kernenergie	678	339	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Erneuerbare Energien	1.938	1.956	1.976	2.007	2.042	2.072	2.087	2.118	2.145	2.168	2.205
Sonstige Energieträger	229	231	233	232	234	234	236	238	238	237	231
Außenhandels-saldo Elektrische Energie*	-189	-140	-91	-142	-168	-169	-185	-190	-180	-185	-72
Insgesamt	12.670	12.446	12.213	12.166	12.092	11.933	11.796	11.670	11.525	11.391	10.182

* einschließlich geringe Anteile von Fernwärme

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas, 2018

7 Kernenergie wird gemäß Eurostat als inländische Energiequelle betrachtet; unter anderem wird importierter Strom aus Kernenergie nicht explizit ausgewiesen und auch nicht unter dem Energieträger „Kernenergie“ separat aufgeführt.

Durch den Kernenergieausstieg⁸ und den Rückgang der Braunkohlenutzung nimmt der Anteil inländischer Energiequellen ab. Gleichzeitig bleibt der Gasverbrauch im Referenzszenario relativ konstant, vor allem aufgrund des Anstiegs der Stromproduktion aus Erdgas. Da Erdgas zu über 90 Prozent importiert wird, steigt der gesamte Importanteil bis 2030 auf rund 65 Prozent und bis 2040 auf knapp 66 Prozent.

Tabelle B17: Importabhängigkeit 2021 bis 2040, Nettoimporte* in Prozent

Energieträger	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Steinkohle	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Braunkohle	-2,2	-2,1	-2,0	-2,0	-2,0	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,2
Mineralöle	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,7	95,6	95,7
Gase	93,6	94,1	94,6	95,0	95,4	95,7	96,1	96,3	96,6	96,8	93,6
Kernenergie	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erneuerbare Energien	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6
Insgesamt	63,0	64,9	66,8	66,5	66,2	66,2	66,2	65,8	65,5	65,4	65,6

* (Einfuhr abzüglich Ausfuhr und Bunker) in Relation zum Primärenergieverbrauch

Quelle: Prognos, ISI, GWS, iinas, (2018) (Aktualisierungsvorbehalt)

Zwischen 2010 und 2016 ist die Bedeutung der Länder der ehemaligen Sowjetunion für den Import von Steinkohle nach Deutschland stetig angestiegen und lag 2016 bei mehr als einem Drittel. Zusammen mit drei weiteren Ländern, USA (19 Prozent), Kolumbien (22 Prozent) und Australien (13 Prozent) machen diese Länder rund 90 Prozent der Steinkohleimporte nach Deutschland aus.

Den größten Anteil seiner Mineralöleinfuhren bezog Deutschland mit knapp 40 Prozent im Jahr 2016 aus Russland, dessen Anteil seit 2010 weiter zugenommen hat. Die Anteile von Norwegen (12 Prozent) und Großbritannien (19 Prozent) entwickeln sich seit Anfang der 2000er Jahre rückläufig. Weitere größere Mengen bezog Deutschland aus Ländern in Afrika (14 Prozent) und dem Nahen Osten (5 Prozent). Die Gasimporte nach Deutschland beschränkten sich im Jahr 2015 fast ausschließlich auf drei Länder, wobei Russland und Norwegen mit jeweils einem Anteil von rund 34 Prozent die größte Bedeutung haben. Der Rest wurde fast vollständig aus den Niederlanden (29 Prozent) importiert.

4.5. Dimension Energiebinnenmarkt

4.5.1. Verbundfähigkeit der Stromnetze

4.5.1.i. Aktueller Grad des Netzverbunds und wichtigste Verbindungsleitungen

Die für quantitative Analysen unterstellte Entwicklung der Stromhandelskapazitäten im europäischen Netzverbund orientiert sich langfristig an den Netzentwicklungsplänen (NEP) 2015 und 2017 sowie am Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2018).

Tabelle B18: Referenzszenario – mittlere verfügbare Handelskapazität für Deutschland und seine elektrischen Nachbarn, 2020 bis 2040, in GW

Export (von DE nach ...)	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	NL	NO	PL	SE	Summe
2020	5	0	2	1	2	3	3	0	0	1	17
2025	5	1	3	1	3	3	4	1	1	1	23
2030	6	1	4	2	4	5	5	1	2	1	31
2035	8	1	4	2	5	5	5	1	2	2	34
2040	8	1	4	2	5	5	5	1	5	2	37

Import (von ... nach DE)	AT	BE	CH	CZ	DK	FR	NL	NO	PL	SE	Summe
2020	5	0	4	1	1	4	2	0	1	1	19
2025	8	1	4	3	2	4	4	1	2	1	30
2030	8	1	6	3	3	5	4	1	3	1	34
2035	8	1	6	3	4	5	5	1	3	2	37
2040	8	1	7	3	4	5	5	1	3	2	37

Quelle: Prognos 2018

4.5.1.ii. Projektionen der Anforderungen an den Ausbau der Übertragungsleitungen (einschließlich für 2030)

Im Netzentwicklungsplan (NEP) werden in einem zweijährigen Turnus die Anforderungen an den Ausbau der Übertragungsnetze überprüft, welche sich aus der Entwicklung der inländischen Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur sowie aus dem europäischen Energiebinnenmarkt ergeben. Die Ergebnisse des NEP sind auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und werden in ihrer aktuellsten Fassung den quantitativen Analysen für den Nationalen Energie- und Klimaplan zugrunde gelegt.

4.5.2. Energieübertragungsinfrastruktur

Ausführungen hierzu müssen nachgereicht werden.

4.5.3. Strom- und Gasmärkte, Energiepreise

4.5.3.i. Aktuelle Lage der Strom- und Gasmärkte, einschließlich Energiepreise

Die Entwicklungen des Grenzübergangspreises und der Verbraucherpreise für Erdgas sind eng verknüpft mit der Entwicklung des Weltmarktpreises. Nach einem deutlichen Anstieg im Zeitraum 2010 bis 2012 fiel der Grenzübergangspreis nach 2015 unter das Niveau des Jahres 2010 und lag 2016 bei 1,5 Cent/kWh (Tabelle B19). Bei den Verbrauchergruppen fiel die Entwicklung leicht unterschiedlich aus. Bei den Haushalten veränderte sich der Preis zwischen 2010 und 2016 nicht wesentlich. Großkunden profitierten von einem Preisrückgang. Dieser fiel bei den energieintensiven Abnehmern am stärksten aus.

Die Verbraucherpreise für Strom sind bei den meisten Verbrauchergruppen im Zeitraum 2010 bis 2016 angestiegen, im Mittel um rund 4 Cent/kWh. Eine Ausnahme bilden die energieintensiven, privilegierten Verbraucher in der Industrie. Deren Preise lagen im Zeitraum 2010 bis 2016 nahezu konstant bei 5 Cent/kWh. Diese Verbrauchergruppe ist von der EEG-Umlage befreit.

4.5.3.ii. Projektionen der Entwicklung mit derzeitigen Politiken und Maßnahmen mindestens bis 2040 (einschließlich für 2030)

Auf die Endverbraucherpreise von Erdgas und Strom werden Abgaben, Umlagen und Entgelte erhoben. Diese Preisbestandteile refinanzieren beispielsweise die Netzinfrastruktur und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Aus Gründen des Klimaschutzes sowie aus energie- und nicht zuletzt verteilungspolitischen Gründen sind aber auch andere Refinanzierungswege denkbar. Vor diesem Hintergrund ist die langfristige Entwicklung der Endverbraucherpreise auf Brenn- und Kraftstoffe sowie Strom nicht nur von (globalen) Preis- und Kostenentwicklungen abhängig. Eine Projektion bis 2030 bzw. 2040 ist aus den genannten Gründen deshalb nicht möglich.

Tabelle B19: Gaspreise nach Verbrauchergruppen sowie Preise für PtX nach Sektoren 2021 bis 2040, in Cent/kWh

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Erdgas											
Grenzübergangspreis	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,3	3,6
Haushalte	8,0	8,1	8,2	8,3	8,5	8,6	8,7	8,8	9,0	9,1	9,8
IND-Band I2	5,4	5,5	5,6	5,6	5,7	6,1	5,4	5,5	5,6	5,6	6,6
IND-Band I4	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4
IND-Band I6	3,4	3,5	3,5	3,6	3,6	3,9	3,4	3,5	3,5	3,6	4,2
PtX*											
PtDiesel	42	42	42	42	42	42	42	42	42	43	38
PtHel	41	41	41	41	41	41	41	41	41	42	37
PtGas	37	36	36	36	36	36	37	36	36	36	35

* Angaben zu PtX ohne Steuern [Zahlen zu PtGas unter Aktualisierungsvorbehalt]

IND-Band I2: 1 000 GJ < Verbrauch < 10 000 GJ

IND-Band I4: 100 000 GJ < Verbrauch < 1 000 000 GJ

IND-Band I6: Verbrauch > 4 000 000 GJ

Quelle: Erdgas: Öko-Institut, Prognos, ISI 2017; Strompreise: Prognos 2018

4.6. Dimension Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

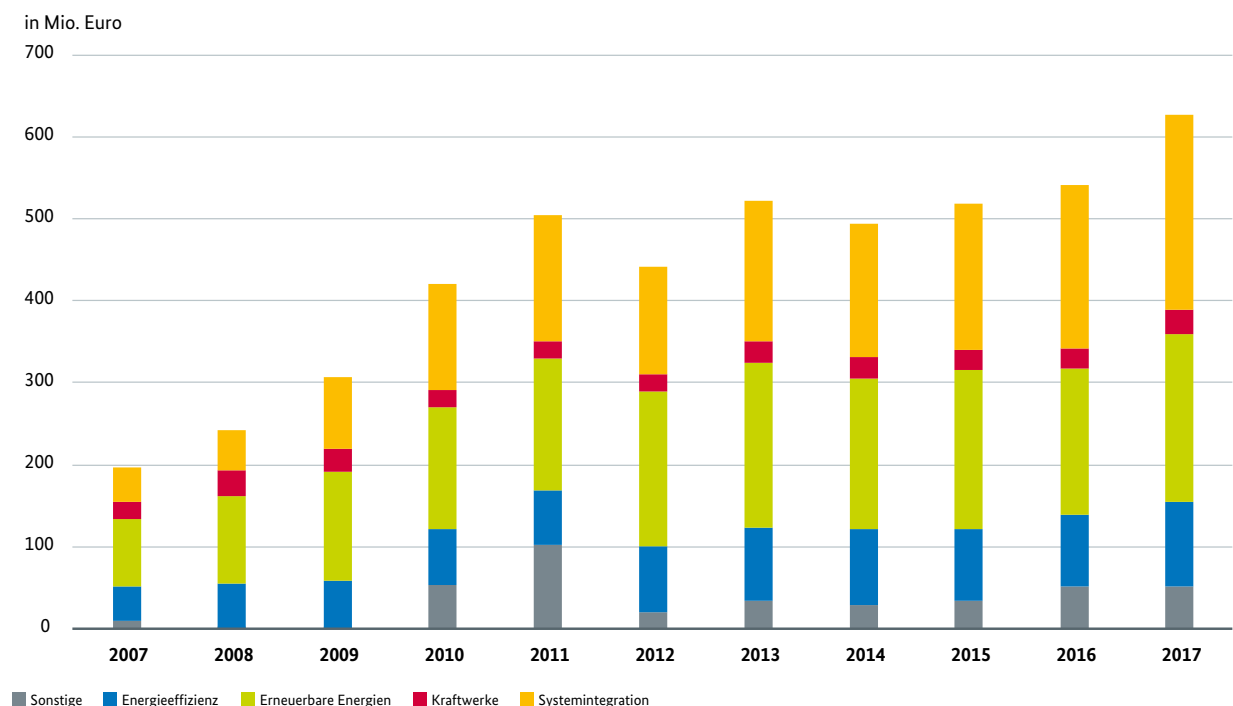
4.6.i. Aktuelle Lage des Sektors der CO₂-emissionsarmen Technologien und, soweit möglich, seiner Position auf dem Weltmarkt (diese Analyse ist unions- oder weltweit vorzunehmen)

Die Energiewende ist Teil einer gesamtwirtschaftlichen Modernisierungsstrategie, die erhebliche Investitionen in den Wirtschaftsstandort Deutschland auslöst. Dabei bieten auch innovative Geschäftsmodelle große Chancen. Die Energiewende hilft, Innovations- und neue Marktpotenziale zu erschließen. Dazu trägt auch die Digitalisierung der Energiewende bei. Vom Handel mit neuen, innovativen Energietechnologien profitieren viele deutsche Unternehmen. In einem aktuellen Forschungsvorhaben soll die Position deutscher Unternehmen im internationalen Handel mit Energietechnologien genauer untersucht werden. Ergebnisse dazu werden im Verlaufe des Jahre 2019 vorliegen und in den finalen NECP Deutschlands eingehen.

4.6.ii. Aktuelles Niveau der öffentlichen und etwaigen privaten Ausgaben für Forschung und Innovation auf dem Gebiet der CO₂-emissionsarmen Technologien, aktuelle Anzahl der Patente und aktuelle Anzahl der Forscher

Die öffentlichen Energieforschungsausgaben haben sich in den letzten zehn Jahren mehr als verdoppelt und ihr Anteil am deutschen BIP liegt nun bei rund 0,03 Prozent. Im Jahr 2017 wurden im Rahmen des Energieforschungsprogrammes des Bundesregierung 1,013 Milliarden Euro ausbezahlt. Die Mittel verteilen sich dabei auf direkte Projektförderung sowie die institutionelle Förderung der Helmholtz-Gemeinschaft. Zusätzlich gaben die Bundesländer eigene Ausgaben für Energieforschung im Jahr 2016 in Höhe von gesamt rund 250 Millionen Euro an. Perspektivisch wird die Bedeutung der Energieforschung, insbesondere die Bereiche Energieeffizienz und erneuerbare Energien, zur Umsetzung der Energiewende noch weiter zunehmen. Die mittelfristige Finanzplanung des Bundes sieht ein Volumen von 1,301 Milliarden Euro für die Förderung der Energieforschung im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms für das Jahr 2020 vor.

Abbildung B1: Übersicht der Themen der nicht-nuklearen Projektförderung im Energieforschungsprogramm des Bundes (inflationsbereinigt, Basisjahr 2010)



Quelle: Projektträger Jülich, profi-Datenbank

Für privatwirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsausgaben liegen nur Schätzungen vor. Unternehmen haben allein innerhalb der öffentlich geförderten Energieforschungsvorhaben im Jahr 2016 rund 155 Millionen Euro in die Entwicklung innovativer Energietechnologien investiert. Hinzu kommen Drittmittelzahlungen an Hochschulen und Forschungseinrichtungen im Kontext von Verbundvorhaben. Laut Stifterverband Wissenschaftsstatistik betragen die Gesamtaufwendungen der Privatwirtschaft für interne FuE im Jahr 2015 rund 61 Milliarden Euro. Davon entfielen rund 7 Milliarden Euro auf Unternehmen, die unter anderem auch im Forschungsfeld „Energieforschung und Energietechnologien“ tätig sind. Auf Basis dieser Größe schätzt der Stifterverband das 2015 in der Energieforschung tätige Forschungs- und Entwicklungspersonal anteilmäßig auf ca. 52.000 Personen (Vollzeitäquivalente).

Tabelle B20: Patentanmeldungen und -erteilungen mit Wirkung für die Bundesrepublik Deutschland und Sitz des Anmelders/Inhabers in Deutschland in ausgewählten Gebieten des WIPO IPC Green Inventory für das Jahr 2017 als Auswertung des Deutschen Patent- und Markenamtes (Stand: Juni 2018)

Technologiegebiet	Im Jahr 2017 veröffentlichte Patentanmeldungen	Im Jahr 2017 veröffentlichte Patenterteilungen
Alternative Energy Production	820	567
Energy Conservation	961	507
Gesamt	1.770	1.062

Quelle: DPMA 2018

4.6.iii. Aufschlüsselung der derzeitigen Preiselemente, die die wichtigsten drei Preisbestandteile ausmachen (Energie, Netze, Steuern bzw. Abgaben)

Strompreise der Industrie

Die durchschnittlichen Strompreise für Industrieunternehmen, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind im Jahr 2016 zurückgegangen, im Jahr 2017 jedoch wieder gestiegen. Nach Erhebungen der Bundesnetzagentur lagen die Strompreise für Industrieunternehmen (Jahresabnahmemenge 24 GWh), die nicht unter die gesetzlichen Ausnahmebestimmungen fallen, zum Stichtag 01. April 2016 im Wesentlichen in einer Spanne von 12,91 bis 15,69 ct/kWh (ohne Umsatzsteuer). Die mittleren Preise sind im Jahr 2016 zum Stichtag verglichen mit dem Vorjahr um 4,0 Prozent von 14,80 auf 14,21 ct/kWh gesunken (siehe Tabelle B21). Dies lag vor allem an einem Rückgang des Preisbestandteils für Beschaffung, Vertrieb und Marge. Dieser Rückgang dürfte hauptsächlich auf die zu Beginn des Jahres 2016, und somit vor dem Stichtag der Strompreiserhebung durch die BNetzA, nochmals deutlich gesunkenen Großhandelspreise zurückzuführen sein. Zu dem Rückgang bei den Strompreisen trugen zudem die bei nicht unter Entlastungsregelungen fallenden Industriekunden um 0,06 ct/kWh auf 2,06 ct/kWh gesunkenen Netzentgelte bei. Dabei ist zu berücksichtigen, dass einige große Industriekunden mit einem hohen Jahresverbrauch und einer stetigen Abnahme einen separaten Netznutzungsvertrag mit ihrem Netzbetreiber abschließen und somit individuelle Netzentgelte zahlen. Im Jahr 2017 sind die Strompreise zum Stichtag 01. April gestiegen, und zwar um 4,9 Prozent auf 14,90 ct/kWh.

Tabelle B21: Strompreisbestandteile für Industriekunden

Strompreisbestandteile für Industriekunden ct/kWh	01. April 2016	01. April 2017
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	3,48	3,41
Netzentgelt	2,06	2,23
Umlage nach EEG	6,35	6,88
Umlage nach KWKG	0,06	0,09
Konzessionsabgabe	0,11	0,1
Umlage nach § 19 StromNEV	0,06	0,06
Offshore-Haftungsumlage	0,03	0,04
Umlage abschaltbare Lasten	0	0,01
Stromsteuern	2,05	2,05
Gesamtpreis	14,21	14,9

Im Einzelfall unterscheiden sich die Strompreise von Unternehmen zu Unternehmen stark. So spielen zum Beispiel individuelle Abnahmemengen und -profile eine Rolle bei der Preisbestimmung. Zudem gibt es regionale Unterschiede, etwa bei den Netzentgelten. Verschiedene Entlastungsregelungen – unter anderem bei der EEG-Umlage und der Stromsteuer – führen dazu, dass insbesondere Unternehmen, deren Produktion besonders stromkostenintensiv ist und die stark im internationalen Wettbewerb stehen, unter bestimmten Bedingungen reduzierte Zahlungsverpflichtungen tragen. Diese Entlastungsregelungen leisten einen wichtigen Beitrag zum Erhalt des Industriestandorts Deutschland und liegen im gesamtwirtschaftlichen Interesse. Für die Bundesregierung steht fest, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie gewährleistet werden muss. Ziel bleibt, die Abwanderung von Unternehmen in Länder mit niedrigeren Umweltstandards bzw. geringeren Abgaben auf Energie („Carbon Leakage“) zu vermeiden sowie geschlossene Wertschöpfungsketten und industrielle Arbeitsplätze in Deutschland dauerhaft zu sichern.

4.6.iv. Beschreibung der Subventionen für Energie, einschließlich für fossile Brennstoffe

Die fossilen Energieträger Kohle und Gas spielen im derzeitigen Energiemix der Bundesregierung – trotz des erfolgreichen Ausbaus der erneuerbaren Energien – nach wie vor eine wichtige Rolle. 22 Prozent des Primärenergieverbrauchs basieren auf Stein- und Braunkohle (10,9 Prozent Steinkohle; 11,1 Prozent Braunkohle), 23,8 Prozent auf Erdgas und 6,1 Prozent auf Kernbrennstoffen. Kohle ist nach wie vor der wichtigste Energieträger in der Stromerzeugung. Auch als Back-up-Technologie werden fossile Energieträger in der Zukunft ihre Bedeutung behalten. Derzeit prüft die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (siehe auch Kapitel 1.2. und Kapitel 2.4.), wie und bis wann ein Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgen soll.

Die Beihilfen für den Absatz und Stilllegungsmaßnahmen für den Steinkohlebergbau betragen im Jahr 2018 1.020,3 Millionen Euro. Die Gewährung von Anpassungsgeld für Arbeitnehmer des Steinkohlebergbaus beträgt im Jahr 2018 102,5 Millionen Euro. Die dem Steinkohlebergbau zugesagten Hilfen haben sich in den vergangenen Jahren rückläufig entwickelt. Von 1998 bis 2005 haben sich die Bundesbeihilfen mehr als halbiert und von 2006 bis 2016 noch einmal um rund 20 Prozent abgenommen. Im Laufe der Jahre haben vor allem die Stilllegungsaufwendungen und die Kosten für die Beseitigung der Altlasten an Bedeutung gewonnen, womit negative Auswirkungen des Steinkohlebergbaus auf die Umwelt verringert werden konnten. Die Subventionen haben es außerdem ermöglicht, den Anpassungsprozess im deutschen Steinkohlebergbau sozialverträglich zu gestalten.

Neben Subventionen für den Steinkohlebergbau existieren in Deutschland insbesondere folgende Unterstützungsmaßnahmen für fossile Energieträger.

1. Begünstigungen bei der Energie- und der Stromsteuer

Die Energiesteuerbefreiung für den Einsatz von Energieerzeugnissen zur Stromerzeugung (z. B. Kohleeinsatz zur Stromerzeugung) ist obligatorisch von der EU-Energiesteuerrichtlinie vorgegeben, um eine Doppelversteuerung der eingesetzten Energieerzeugnisse und des daraus erzeugten Stroms zu vermeiden. Die Steuerbegünstigungen für bestimmte Prozesse und Verfahren und der sogenannte Spitzenausgleich im Energie- und im Stromsteuerrecht dienen dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie auf den internationalen Märkten und verhindern eine Abwanderung der Unternehmen in Länder mit geringeren Umweltstandards (Carbon Leakage). Darüber hinaus bestehen Entlastungen für den öffentlichen Personennahverkehr, für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft oder die Binnenschifffahrt. Soweit es sich bei energie- und stromsteuerrechtlichen Begünstigungen um Beihilfen handelt, stehen diese im Einklang mit den EU-beihilferechtlichen Vorgaben.

2. Strompreiskompensation

Mit der Strompreiskompensation werden Beihilfen zum Ausgleich der auf den Strompreis überwälzten Kosten aus dem europäischen Emissionshandel (indirekte CO₂-Kosten) gewährt. Die Strompreiskompensation können nur Unternehmen in Anspruch nehmen, die aufgrund erheblicher indirekter Kosten einem tatsächlichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind. Die Strompreiskompensation dient dem Erhalt der Arbeitsplätze in Europa, dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie auf den internationalen Märkten und der Verhinderung von Abwanderung der Unternehmen und Treibhausgasemissionen in Länder mit geringeren Umweltstandards (Carbon Leakage). Die Mitgliedstaaten sollen die Strompreiskompensation umsetzen.

5. Folgenabschätzung der geplanten Politiken und Maßnahmen

5.1. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf das Energiesystem und die THG-Emissionen und den THG-Abbau mit einem Vergleich mit den Projektionen mit den (in Abschnitt 4 beschriebenen) derzeitigen Politiken und Maßnahmen

5.1.i. Projektionen der Entwicklung des Energiesystems sowie der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen, aber auch, sofern sachdienlich, der Emissionen von Luftschadstoffen gemäß der Richtlinie (EU) 2016/2284 mit den geplanten Politiken und Maßnahmen mindestens bis zehn Jahre nach dem im Plan erfassten Zeitraum (einschließlich des letzten Jahres des Gültigkeitszeitraums des Plans), unter Berücksichtigung der einschlägigen Unionspolitiken und -maßnahmen

Mit geeigneten Strategien und Maßnahmen sollen die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent sinken (vgl. 2.1.1.). Damit einhergeht, dass sich der Primärenergieverbrauch bis 2030 gegenüber der Referenzentwicklung weiter reduziert und sich der Anteil erneuerbarer Energien gegenüber der Referenzentwicklung weiter erhöht. Eine Analyse der sozioökonomischen und ökologischen Auswirkungen von geplanten Strategien und Maßnahmen im Rahmen einer Folgenabschätzung ist möglich, sobald die konkrete Ausgestaltung der künftigen Strategien und Maßnahmen bekannt ist. Diese Strategien und Maßnahmen werden im Maßnahmenprogramm des Klimaschutzplans 2050 und im weiteren Prozess zum Nationalen Energie- und Klimaplan ausgearbeitet.

Aufgrund der relevanten Auswirkungen auf Deutschlands elektrische Nachbarn und den grenzüberschreitenden Stromhandel erfolgt ein Ausblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2030.

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD wurde vereinbart, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf etwa 65 Prozent angehoben werden soll im Lichte der Herausforderungen einer besseren Synchronisierung von erneuerbaren Energien und Netzkapazitäten. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2019–2030 prüfen Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur, welche netzseitigen Maßnahmen dafür erforderlich sind.

Die Bundesnetzagentur hat am 15. Juni 2018 den Szenariorahmen genehmigt, welcher dem Netzentwicklungsplan 2019–2030 zugrunde gelegt wird. Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien, die beispielhaft zeigen, wie das angestrebte 65-Prozent-Ziel erreicht werden könnte, welches im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vereinbart wurde und im Herbst 2019 im Lichte der Ergebnisse einer Arbeitsgruppe zur Akzeptanzsteigerung des Windenergiezubaues und der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung beschlossen werden soll (siehe 2.1.2.). Anhand der Bandbreite der resultierenden installierten Leistungen in den drei Szenarien wird ersichtlich, dass die zukünftige Entwicklung unsicher ist (siehe Tabelle B22).

Im Szenario A 2030 wird ein Nettostromverbrauch von 512,3 TWh, im Szenario B 2030 von 543,9 TWh und im Szenario C von 576,5 TWh angenommen. Dementsprechend unterscheidet sich die installierte Leistung der erneuerbaren Energien in den drei Szenarien: Sie liegt im Szenario A am niedrigsten und im Szenario C am höchsten. Der Fokus des zukünftigen Zubaues liegt demnach auf den Energieträgern Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik. Die installierte Leistung von Wasserkraft und sonstigen erneuerbaren Energien stagniert, die von Biomasse ist rückläufig.

Tabelle B22: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien im genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2019–2030 (in GW)

Installierte Leistung in GW	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030
Wind an Land	50,5	74,3	81,5	85,5
Wind auf See	5,4	20,0	17,0	17,0
Photovoltaik	42,4	72,9	91,3	104,5
Biomasse	7,6	6,0	6,0	6,0
Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6
Sonstige Erneuerbare	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe	112,8	180,1	202,7	219,9

Quelle: Bundesnetzagentur 2018, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf

5.1.ii Bewertung der strategischen Wechselbeziehungen (zwischen den derzeitigen und den geplanten Politiken und Maßnahmen innerhalb eines Politikbereichs und zwischen den derzeitigen und den geplanten Politiken und Maßnahmen verschiedener Politikbereiche) mindestens bis zum letzten Jahr des Gültigkeitszeitraums des Plans, womit insbesondere das Ziel verfolgt wird, ein umfassendes Verständnis davon zu erlangen, wie sich Energieeffizienz- bzw. Energiesparmaßnahmen auf die erforderliche Größe des Energiesystems auswirken, und dadurch das Risiko nicht amortisierbarer Investitionen in die Energieversorgung zu mindern

Ergänzende Ausführungen erfolgen nach Entscheidungen über die konkrete Ausgestaltung künftiger Politiken und Maßnahmen.

5.1.iii. Bewertung der Wechselbeziehungen zwischen den bestehenden und geplanten nationalen Politiken und Maßnahmen und den klima- und energiewirtschaftlichen Maßnahmen der Union

Ergänzende Ausführungen erfolgen nach Entscheidungen über die konkrete Ausgestaltung künftiger Politiken und Maßnahmen.

5.2. Auswirkungen der in Abschnitt 3 beschriebenen geplanten Politiken und Maßnahmen auf Volkswirtschaft und, soweit möglich, auf Gesundheit, Umwelt, Beschäftigung und Bildung, Kompetenzen und soziale Verhältnisse einschließlich der Aspekte des gerechten Übergangs (in Form von Kosten und Nutzen sowie Kosteneffizienz) zumindest bis zum letzten Jahr des Gültigkeitszeitraums des Plans mit einem Vergleich mit den Projektionen mit den derzeitigen Politiken und Maßnahmen

Es ist zu erwarten, dass künftige Strategien und Maßnahmen mit zusätzlichen Investitionen in den jeweiligen Sektoren verbunden sein werden. Angesichts der Ergebnisse aus vorliegenden vergleichbaren Analysen ist davon auszugehen, dass diese zusätzlichen Investitionen zu (moderaten) Wertschöpfungs- und Beschäftigungsimpulsen führen werden. Verteilungseffekte können sehr differenziert auftreten und sind abhängig von der konkreten Ausgestaltung der künftigen Strategien und Maßnahmen.

Quellen- und Literaturverzeichnis

AGEB (2018): Energiebilanzen, AG Energiebilanzen e.V.

BMU (2016) Klimaschutzplan 2050, 14. November 2016.

https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf

BMVI (2018): Energie auf neuen Wegen – Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, April 2018.

https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/energie-auf-neuen-wegen.pdf?__blob=publicationFile

BMWi: Kampagne „Deutschland macht's effizient“, Überblick zu Förderprogrammen für mehr Energieeffizienz.

<https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Navigation/DE/Foerderprogramme/foerderprogramme-energieeffizienz.html>

BMWi (2018): 6. Monitoringbericht zum Stand der Energiewende für das Jahr 2016, Juni 2018.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26

BMWi (2018): 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, September 2018.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.pdf?__blob=publicationFile&v=10

BMWi (2018): Bundesbericht Energieforschung 2018, Forschungsförderung für die Energiewende.

BMWi (2018): Energiedaten: Gesamtausgabe.

BMWi (2017): Ergebnispapier „Strom 2030 – Langfristige Trends, Aufgaben für die kommenden Jahre“, Mai 2017.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=28

BMWi (2017): Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien, Mai 2017.

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170511-bundeswirtschaftsministerium-legt-neue-foerderstrategie-energieeffizienz-und-waerme-aus-erneuerbaren-energien-vor.html>

BMWi (2017): Grünbuch Energieeffizienz, Mai 2017.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gruenbuch-energieeffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=26

BMWi (2017): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas, Juli 2017.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=20

BMWi (2016): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Juli 2016.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWi (2016): Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, Dezember 2016.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BMWi (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude, November 2015.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.pdf?__blob=publicationFile&v=25

BMWi (2014): Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz – Mehr aus Energie machen, Dezember 2014.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010.

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2018): Genehmigung des Szenari Rahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2030, Juni 2018.

https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile

Council of European Energy Regulators – CEER (2016): 6th Benchmarking Report on the quality of electricity and gas supply – 2016, Annex A to chapter „Electricity – continuity of supply“, Brüssel 2016.

<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>

DEHSt (2011–2017): VET-Berichte 2010 bis 2016. Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt).

ENTSO-E (2018): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP).

Europäische Kommission (2017): Towards a sustainable and integrated Europe – Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets, November 2017.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

ifeu (2018): TREMOD ifeu (2018): TREMOD – Transport Emission Modell, unveröffentlicht, Heidelberg.

Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode: „Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land“, März 2018.

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906>

NEP (2015): Netzentwicklungsplan, Version 2015, erstellt durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Prognos (2017a): Vorschlag Rahmendaten für das Impact Assessment der Ziele im Klimaschutzplan 2050, Version vom 22. September 2017. Unveröffentlicht.

Öko-Institut, Fraunhofer ISI, Prognos (2017b): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung Zusätzliche Rahmenannahmen in der Referenzentwicklung und den Sensitivitäten. Unveröffentlicht.

Primes (2018): Assumptions on CDD and HDD, excel-sheet, data based on ODYSSEE database and E3MLab.

Prognos, ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030. Basel. Noch nicht veröffentlicht.

StBa (2017): Aktualisierung der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung – Basis 2015. Wiesbaden.

StBa (2018): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, Inlandsproduktberechnung, Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen. Wiesbaden.

UBA (2018): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990–2016, Fassung zur EU-Submission 15.01.2018. Dessau.

UBA (2018): Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2017. Dessau.

Liste der in Abschnitt B des Nationalen Plans anzugebenden Parameter und Variablen

Die folgenden Projektionsdaten zwischen 2020 und 2040 beziehen sich auf die Referenzentwicklung (vgl. Abschnitt B.4.). Es handelt sich hierbei teilweise um vorläufige Ergebnisse der Prognos AG. Bei einzelnen Indikatoren besteht weiterer Ergänzungs- und Aktualisierungsbedarf.

Indikator 1.1: Bevölkerung [in Tsd.]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bevölkerung	k	81.179	80.321	82.184	83.458	83.316	82.868	82.179	81.293

Indikator 1.2: BIP [in Mio. Euro, reale Preise]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
BIP	Mio. EUR ₂₀₁₆	2.648.738	2.816.308	3.057.384	3.326.396	3.548.307	3.729.306	3.921.966	4.087.767
BIP	Mio. EUR ₂₀₁₀	2.426.546	2.580.060	2.800.913	3.047.358	3.249.741	3.415.510	3.591.959	3.743.809

Indikator 1.3: Sektorale Bruttowertschöpfung (einschließlich Hauptindustriezweige, Bauwesen, Dienstleistungen und Landwirtschaft) [in Mio. Euro₂₀₁₀]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	16.109	16.700	15.244	15.103	15.199	15.175	15.276	15.342
Produzierendes Gewerbe	655.394	700.282	778.924	631.812	670.830	701.839	737.170	773.799
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	559.489	600.439	675.914	740.862	783.278	815.709	852.816	889.537
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	4.626	5.301	4.499	3.650	2.917	2.350	1.955	1.667
Verarbeitendes Gewerbe	485.862	515.175	590.494	647.471	687.104	717.723	752.494	787.362
H.v. Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarb.	40.740	38.110	48.118	54.237	54.744	54.843	55.397	55.823
H.v. Textilien, Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen	7.643	6.958	6.531	6.375	6.085	5.773	5.548	5.367
H.v. Holzwaren, Papier u. Druckerzeugnissen	24.384	24.207	25.062	25.143	25.295	25.161	25.203	25.214
Kokerei und Mineralölverarbeitung	7.129	5.503	4.688	6.012	4.542	3.499	2.794	2.288
H.v. chemischen Erzeugnissen	38.138	40.987	41.253	44.413	46.805	48.317	50.009	51.701
H.v. pharmazeutischen Erzeugnissen	19.365	20.850	21.567	25.212	27.177	28.826	30.655	32.508
H.v. Gummi-, Kunststoff-, Glaswaren, Keramik u.Ä.	35.915	37.702	41.740	44.888	46.894	48.201	49.783	51.298
Metallerzg. u. -bearb., H.v. Metall-erzeugnissen	63.763	62.513	71.765	75.641	78.169	79.582	81.498	83.514
H.v. DV-Geräten, elektron. u. optischen Erzeugnissen	20.324	30.508	43.086	51.515	59.330	66.411	73.802	81.225
H.v. elektrischen Ausrüstungen	37.492	39.750	38.013	40.034	41.948	43.186	44.643	46.118
Maschinenbau	80.949	77.102	83.247	90.031	99.201	107.014	115.392	123.900
Fahrzeugbau	82.168	96.645	129.379	147.495	158.373	166.943	176.267	185.489
H.v. Möbeln u. sonst. Waren; Rep. u. Inst. v. Maschinen	33.485	34.340	35.480	36.649	39.121	40.985	43.026	45.042
Baugewerbe	96.788	99.843	103.497	109.050	112.448	113.870	115.646	115.738
Dienstleistungsbereiche	1.506.505	1.604.713	1.728.115	1.883.750	2.014.051	2.130.047	2.256.121	2.366.734

Indikatoren 1.4 und 1.5: Anzahl der Haushalte [in Tsd.] und Größe der Haushalte [Einwohner/Haushalt]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Haushalte	k	39.178	40.301	40.774	41.695	41.967	42.257	42.468	42.311
Haushaltsgröße		2,10	2,03	2,02	2,00	1,98	1,96	1,93	1,92

Indikator 1.6: Verfügbares Einkommen der Haushalte [Euro], Ausgabenkonzept nominale Preise

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Verfügbares Einkommen	Mrd. Euro	1.452	1.562	1.754	2.007	2.241	2.532	2.837	3.142

Hinweis: Das verfügbare Einkommen wird üblicherweise in nominalen Preisen angegeben, unter anderem vom Statistischen Bundesamt.

Indikator 1.7: Anzahl Personenkilometer: alle Verkehrsträger, aufgeschlüsselt nach Straßenverkehr (Pkw und Busse nach Möglichkeit separat), Schienenverkehr, Luftfahrt und (gegebenenfalls) nationale Schifffahrt [in Mio. Pkm]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Personenverkehr									
Busverkehr	MPkm	81.056	84.282	88.789	91.278	89.747	85.680	85.222	84.189
motorisierte Zweiräder	MPkm	18.766	17.315	17.823	17.871	18.287	18.206	18.119	17.911
Pkw	MPkm	856.935	885.085	929.278	965.427	987.880	983.493	978.824	967.575
Bahn	MPkm	92.130	100.172	106.763	113.406	119.464	122.362	122.522	121.849
Luftverkehr ¹	MPkm	169.528	193.734	220.663	252.729	273.345	292.807	303.379	312.791

1 Abgehender Verkehr

Indikator 1.8: Frachttonnenkilometer: alle Verkehrsträger ohne internationalen Seeverkehr, d. h. aufgeschlüsselt nach Straßenverkehr, Schienenverkehr, Luftfahrt und nationale Schifffahrt (Binnenwasserstraßen und nationaler Seeverkehr) [in Mio. tkm]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Frachtverkehr									
schwere Lkw (ab 3,5 t)	Mtkm	402.690	440.600	458.908	519.548	568.215	601.447	627.997	650.402
Bahn	Mtkm	100.542	110.300	120.732	139.303	152.672	161.949	168.849	174.639
Binnenschifffahrt	Mtkm	64.096	62.278	55.315	62.246	69.137	74.303	79.607	84.538
Luftverkehr ¹	Mtkm	7.201	10.773	11.418	12.712	14.313	15.900	17.847	19.801

1 Abgehender Verkehr

Indikator 1.9: Internationale Einfuhrpreise für die Brennstoffe Öl, Gas und Kohle [Euro/GJ oder Euro/t RÖE, Preisbasis 2016]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Rohöl	Euro/GJ	9	11	8	13	15	17	17	18
Erdgas	Euro/GJ	5	6	6	8	8	9	10	10
Kraftwerkssteinkohle	Euro/GJ	2	3	2	3	4	5	6	6
Syncrude	Euro/GJ			143	119	100	80	73	65

Indikator 1.10: CO₂-Preis im EU-EHS [Euro/EUA, Preisbasis 2016]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
CO ₂ -Preis	EUT/t	25	16	8	16	23	35	44	52

Indikator 1.11: Angenommene Euro- und US-Dollar-Wechselkurse [Euro/Währung und US-Dollar/Währung]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
USD für 1 EUR	nominal	1,25	1,33	1,11	1,14	1,15	1,16	1,18	1,19

Indikatoren 1.12 und 1.13: Heizgradtage (HDD) und Kühlgradtage (CDD)

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Heizgradtage	HDD	3.148	3.630	2.909	3.024	3.008	2.993	2.979	2.967
Kühlgradtage	CDD	168	145	164	168	173	177	182	186

CDD mit gegenüber EU-Stat abweichender Grenztemperatur

Quelle: Fortschreibung basierend auf ODYSSEE Datenbank und E3MLab, CDD aus Primes-Datensatz übernommen

Indikator 2.1.1: Inländische Produktion nach Brennstofftyp (alle Energieprodukte: Kohle, Rohöl, Erdgas, Kernenergie, erneuerbare Energiequellen) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe	kt RÖE	56.484	45.906	43.004	30.964	30.756	25.505	19.084	15.956
Rohöl und Mineralöl- erzeugnisse	kt RÖE	5.004	3.621	3.470	3.200	2.782	2.419	2.103	1.828
Gas	kt RÖE	14.334	11.113	6.335	4.799	3.220	2.178	1.487	1.029
Naturgas	kt RÖE	14.334	11.113	6.335	4.762	3.129	2.056	1.351	887
Kernenergie	kt RÖE	42.061	36.257	23.677	15.954	0	0	0	0
Erneuerbare Energien	kt RÖE	16.851	27.712	38.886	44.310	46.704	49.152	48.784	49.478
davon: Wasserkraft	kt RÖE	1.689	1.802	1.632	1.777	1.777	1.777	1.777	1.777
Windenergie	kt RÖE	2.341	3.250	6.811	10.929	12.441	14.952	15.818	16.434
Thermische Sonnenenergie	kt RÖE	261	484	671	894	1.149	1.411	1.717	2.022
Photovoltaik	kt RÖE	110	1.009	3.330	4.091	5.022	5.803	6.022	6.721
Biomasse	kt RÖE	7.976	11.010	12.062	11.714	11.715	11.453	11.015	10.662
Biogas	kt RÖE	1.005	4.236	7.854	8.018	7.797	7.227	5.983	5.374
Abfälle	kt RÖE	3.690	4.667	5.988	5.913	6.038	6.032	5.834	5.742
Abfälle (erneuerbar)	kt RÖE	1.845	2.334	2.994	3.105	3.122	2.970	2.611	2.424

Indikator 2.1.2: Nettoeinfuhren nach Brennstofftyp (einschließlich Strom, aufgeschlüsselt nach Intra- und Extra-EU Nettoimporten) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe insgesamt	kt RÖE	25.972	31.644	36.166	35.534	35.884	31.337	30.350	27.678
Intra-EU (EU28)	kt RÖE	6.760	4.840	1.941					
Intra-EU (EU27_neu)	kt RÖE	6.779	4.868	1.945					
Extra-EU	kt RÖE	16.913	21.767	26.739					
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse insgesamt	kt RÖE	120.537	110.291	105.774	104.680	99.554	92.345	84.350	76.763
Intra-EU (EU28)	kt RÖE	30.031	31.674	22.767					
Intra-EU (EU27_neu)	kt RÖE	15.385	18.324	11.130					
Extra-EU	kt RÖE	90.490	78.491	82.854					
Gas insgesamt	kt RÖE	61.940	61.645	58.676	59.745	62.254	61.204	60.231	59.469
Intra-EU (EU28)	kt RÖE	16.968	18.311	28.380					
Intra-EU (EU27_neu)	kt RÖE	16.968	18.311	28.380					
Extra-EU	kt RÖE	55.129	52.490	54.996					
Strom insgesamt	kt RÖE	-393	-1.286	-4.152	-4.756	-3.957	-4.219	-2.139	-1.387
Intra-EU (EU28)	kt RÖE	912	-298	-3.478					
Intra-EU (EU27_neu)	kt RÖE	912	-298	-3.478					
Extra-EU	kt RÖE	-1.305	-988	0					
Gesamt	kt RÖE	208.056	202.294	196.465	195.203	193.735	180.667	172.793	162.523

Indikator 2.1.3: Abhängigkeit von Einfuhren aus Drittländern [%]

	Einheit	2005	2010	2015
Feste Brennstoffe	%	21 %	28 %	34 %
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse	%	73 %	69 %	76 %
Gas	%	71 %	69 %	84 %

Indikator 2.1.4: Haupteinfuhrquellen (Länder) für Hauptenergieträger (einschließlich Gas und Strom)

	2005	2010	2015
Feste Brennstoffe	Polen	Russland	Russland
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse	Russland	Russland	Russland
Gas	Russland	Russland	Russland
Strom	Frankreich	Frankreich	Frankreich

Indikator 2.1.5: Bruttoinlandsverbrauch nach Brennstofftypquellen (alle festen Brennstoffe, alle Energieprodukte: Kohle, Rohöl und Erdölerzeugnisse, Erdgas, Kernenergie, Strom, abgeleitete Wärme, erneuerbare Energie, Abfall) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe	kt RÖE	81.952	78.824	79.515	66.532	66.692	57.005	49.643	43.899
davon: Kohle	kt RÖE	81.950	78.823	79.515	66.532	66.692	57.005	49.643	43.899
Rohöl und Mineralöl- erzeugnisse	kt RÖE	121.475	111.317	107.174	108.039	102.569	95.025	86.715	78.846
Gas	kt RÖE	77.782	75.905	65.154	64.883	65.866	63.756	62.090	60.878
davon: Erdgas	kt RÖE	77.782	75.905	65.154	64.883	65.866	63.756	62.090	60.878
Kernenergie	kt RÖE	42.061	36.257	23.677	15.954	0	0	0	0
Abgeleitete Wärme	kt RÖE	-6	-6	-4	0	0	0	0	0
Erneuerbare Energie	kt RÖE	17.210	27.571	38.354	44.131	46.695	49.581	49.452	50.413
Strom	kt RÖE	-393	-1.286	-4.152	-4.756	-3.957	-4.219	-2.139	-1.387
Abfälle	kt RÖE	1.845	3.906	4.252	4.301	4.393	4.388	4.245	4.177
Gesamt	kt RÖE	341.925	332.487	313.971	299.084	282.257	265.536	250.006	236.827

Indikator 2.2.1: Bruttostromerzeugung [GWh]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bruttostrom- erzeugung	GWh	622.579	632.983	646.888	645.260	629.031	623.915	599.658	595.602

Indikator 2.2.2: Bruttostromerzeugung nach Brennstoffen (alle Energieprodukte) [GWh]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Kohle	GWh	288.142	262.896	272.200	232.094	240.178	200.181	171.202	147.891
Erdgas	GWh	74.036	90.352	63.017	63.387	81.514	83.373	87.078	97.375
Mineralölprodukte	GWh	11.997	8.741	6.209	5.956	5.516	5.651	5.367	4.127
Kernenergie	GWh	163.055	140.556	91.786	67.063	0	0	0	0
Erneuerbare	GWh	69.284	111.209	193.287	251.588	276.167	308.879	310.285	319.876
Übrige	GWh	16.065	19.229	20.389	25.172	25.656	25.832	25.726	26.333
Gesamt	GWh	622.579	632.983	646.888	645.260	629.031	623.915	599.658	595.602

Indikator 2.2.3: Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung insgesamt [in %]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Anteil an Stromerzeugung (laut Eurostat*)	%	12,6	13,2	12,2					
Anteil an Stromerzeugung (Modellrechnung)	%	14%	17%	18%	20%	21%	21%	21%	20%

* In den Werten von Eurostat sind die Mengen der öffentlichen und industriellen KWK enthalten, bei den Modell-Werten wird zusätzlich die Erzeugung aus biogenen und Klein-KWK-Anlagen berücksichtigt (basierend auf Verbandszahlen), dadurch ergibt sich ein höherer KWK-Anteil.

Indikator 2.2.4: Stromerzeugungskapazität nach Quellen, einschließlich Stilllegungen und Neuinvestitionen [MW] (Saldo, installierte Leistung)

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Installierte Netto-Leistung									
Wasserkraft	MW	5.210	5.410	5.470	5.742	5.742	5.742	5.742	5.742
Biomasse	MW	2.940	6.230	7.170	7.770	7.226	6.129	4.334	3.433
Kernenergie	MW	20.340	20.430	10.800	8.107	0	0	0	0
Braunkohle	MW	20.680	21.340	21.420	17.900	17.028	15.173	11.001	9.132
Steinkohle	MW	27.640	28.390	28.650	21.817	18.775	17.951	15.770	12.593
Mineralöl	MW	5.500	5.900	4.200	1.230	910	836	812	630
Gas	MW	20.600	23.800	28.360	21.504	24.988	32.120	33.212	34.176
Wind Onshore	MW	18.250	26.820	41.300	53.529	54.971	60.082	61.749	64.171
Wind Offshore	MW	0	80	3.280	7.704	10.804	15.004	15.921	15.700
Solar	MW	2.060	18.010	39.220	49.836	61.102	70.514	73.133	81.562
Summe	MW	123.220	156.410	189.870	195.139	201.546	223.551	221.673	227.139
Zu-/Rückbau 5-Jahres-Werte			2006 bis 2010	2011 bis 2015	2016 bis 2020	2021 bis 2025	2026 bis 2030	2031 bis 2035	2036 bis 2040
Wasserkraft	MW		3.290	940	600	-544	-1.097	-1.795	-901
Biomasse	MW		90	-9.630	-2.693	-8.107	0	0	0
Kernenergie	MW		660	80	-3.520	-872	-1.855	-4.172	-1.869
Braunkohle	MW		750	260	-6.833	-3.042	-824	-2.181	-3.177
Steinkohle	MW		400	-1.700	-2.970	-320	-74	-24	-182
Mineralöl	MW		3.200	4.560	-6.856	3.484	7.132	1.092	964
Gas	MW		8.570	14.480	12.229	1.442	5.111	1.666	2.422
Wind Onshore	MW		80	3.200	4.424	3.100	4.200	917	-221
Wind Offshore	MW		15.950	21.210	10.616	11.266	9.411	2.619	8.429
Solar	MW		33.190	33.460	5.269	6.407	22.004	-1.877	5.465
Summe	MW		33.190	33.460	5.269	6.407	22.004	-1.877	5.465

Indikator 2.2.5: Wärmeerzeugung in Wärmekraftwerken (gekoppelt) [ktoe]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ausstoß von herkömmlichen Wärmekraftwerken	ktoe	8.719	8.673	7.823	8.259	8.399	8.683	8.524	8.343

Hinweis: Es wird die gekoppelte Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken der öffentlichen Versorgung dargestellt.

Indikator 2.2.6: Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen (einschl. industrielle Abwärme) (gekoppelt) [ktoe]

	Einheit	2005	2010	2015
Wärmeerzeugung	ktoe	15.582	16.139	15.997

Indikator 2.2.7: Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Verbund von Gas und Strom

Ist noch nachzumelden.

Indikator 2.3.1: Brennstoffeinsatz bei der Stromerzeugung in Wärmekraftwerken (feste Brennstoffe, Öl, Gas) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe	kt RÖE	65.740	59.687	60.910	51.314	52.333	43.553	36.437	31.142
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse	kt RÖE	1.427	855	542	531	487	498	473	359
Gas	kt RÖE	17.808	19.954	14.255	14.950	16.277	15.560	14.458	14.706
Alle Produkte	kt RÖE	90.075	90.587	89.509	79.328	82.163	71.392	61.846	55.956

Indikator 2.3.2: Brennstoffeinsatz bei anderen Umwandlungsprozessen [kt RÖE] (Raffinerien, Kokereien)

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Raffinerien	kt RÖE	125.047	103.074	100.078	101.007	96.115	88.761	80.305	72.454
Kokereien	kt RÖE	7.540	8.316	8.504	6.560	6.398	6.252	6.137	6.043

Indikator 2.4.1: Primär- und Endenergieverbrauch [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bruttoinlandsverbrauch	kt RÖE	341.925	332.487	313.971	291.280	274.614	258.074	242.895	230.152
Primärenergieverbrauch	kt RÖE	317.264	309.905	292.705	270.185	254.463	238.950	224.554	212.495
Endenergieverbrauch	kt RÖE	218.456	219.650	212.124	211.405	206.261	198.251	190.493	183.067

Indikator 2.4.2: Endenergieverbrauch je Sektor (Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr [sofern verfügbar aufgeschlüsselt nach Personen- und Frachtverkehr]) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Industrie	kt RÖE	59.093	60.562	60.951	58.064	56.098	53.900	52.388	51.190
Haushalte	kt RÖE	63.498	62.454	53.171	53.555	50.758	48.393	46.714	45.307
Gewerbliche und öffentliche Dienstleistungen*	kt RÖE	30.146	32.103	31.113	30.035	29.195	28.002	27.010	26.196
Verkehr	kt RÖE	62.321	61.101	63.168	66.669	67.261	65.176	61.743	57.842
Frachtverkehr	kt RÖE	17.164	17.713	18.449	19.997	20.671	20.681	20.557	20.229
Personenverkehr	kt RÖE	45.158	43.388	44.719	46.672	46.590	44.495	41.186	37.613
Landwirtschaft*	kt RÖE	3.047	3.252	3.602	3.082	2.950	2.780	2.639	2.531
Gesamt	kt RÖE	218.456	219.650	212.124	211.405	206.261	198.251	190.493	183.067

* Für Deutschland wird der Sektor Landwirtschaft nicht explizit ausgewiesen. Hier wurde daher der Wert der Sektoren neu berechnet.

Indikator 2.4.3: Endenergieverbrauch nach Brennstoffen (alle Energieprodukte) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe	kt RÖE	8.237	9.379	10.399	8.834	8.439	8.125	7.939	7.813
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse	kt RÖE	90.309	83.168	81.119	81.145	77.164	71.114	64.456	58.219
Gas	kt RÖE	55.136	56.431	51.764	50.889	48.749	46.364	44.353	42.219
Abgeleitete Wärme	kt RÖE	10.751	11.268	9.594	9.961	10.355	10.515	10.576	10.532
Erneuerbare Energien	kt RÖE	8.841	12.671	13.962	15.083	16.314	17.190	17.905	18.472
Elektrizität	kt RÖE	44.907	45.780	44.259	44.412	43.901	43.418	43.650	44.147
Abfälle	kt RÖE	276	953	1.026	1.081	1.339	1.525	1.615	1.665
Gesamt	kt RÖE	218.456	219.650	212.124	211.405	206.261	198.251	190.493	183.067

Indikator 2.4.4: Nichtenergetischer Endverbrauch [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Feste Brennstoffe	kt RÖE	243	352	367	351	313	278	248	221
Rohöl und Mineralöl-erzeugnisse	kt RÖE	21.947	19.838	18.527	18.070	17.182	16.245	15.530	14.910
Gas	kt RÖE	2.472	2.392	2.372	2.674	2.655	2.601	2.563	2.526
Summe	kt RÖE	24.662	22.582	21.266	21.095	20.151	19.124	18.340	17.657

Indikator 2.4.5: Primärenergieintensität der gesamten Wirtschaft (Primärenergieverbrauch pro BIP [t RÖE/Euro])

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Primärenergieintensität	t RÖE/ Euro	0,131	0,120	0,105	0,089	0,078	0,070	0,062	0,057

Indikator 2.4.6: Endenergieintensität je Sektor (Industrie, Wohngebäude, Dienstleistungen und Verkehr)

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Industrie	toe/k€	0,090	0,086	0,078	0,092	0,084	0,077	0,071	0,066
Wohngebäude	toe/m ²	0,019	0,017	0,014	0,013	0,012	0,012	0,011	0,011
Frachtverkehr	toe/Mtkm	29,87	28,39	28,54	27,25	25,70	24,23	22,99	21,77
Personenverkehr	toe/Pkm	37,06	33,88	32,80	32,40	31,30	29,61	27,31	25,00
Dienstleistungen	toe/k€	0,024	0,022	0,017	0,016	0,015	0,013	0,012	0,011

Werte Industrie und GHD mit Preisbasis 2010

Indikator 2.5.1: Strompreise nach Art des Verbrauchssektors (Wohngebäude, Industrie, Dienstleistungen) [Euro/kWh]

	Einheit	2010	2015
Haushaltskunden*	Euro/kWh	0,24	0,29
Nichthaushaltskunden			
Gruppe IA : Verbrauch < 20 MWh	Euro/kWh	0,25	0,28
Gruppe IB : 20 MWh < Verbrauch < 500 MWh	Euro/kWh	0,18	0,23
Gruppe IC : 500 MWh < Verbrauch < 2 000 MWh	Euro/kWh	0,15	0,20
Gruppe ID : 2 000 MWh < Verbrauch < 20 000 MWh	Euro/kWh	0,14	0,17
Gruppe IE : 20 000 MWh < Verbrauch < 70 000 MWh	Euro/kWh	0,12	0,15

* Verbrauch von 2 500 kWh bis 4 999 kWh

Indikator 2.5.2: Nationale Endkundenhandelspreise für Kraftstoff (einschließlich Steuern, nach Quellen und Sektoren) [Euro/kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015
Motorenbenzin (Super)	Euro/kt RÖE	1.830.719	2.012.195	1.823.846
Diesel	Euro/kt RÖE	1.441.088	1.570.205	1.396.378

Indikator 2.6.1: Energiebezogene Investitionskosten gemessen am BIP

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040

Indikator 2.7.1: Bruttoendverbrauch von Energie aus erneuerbaren Quellen und Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch und nach Sektoren (Strom, Wärme- und Kälteerzeugung, Verkehr) und nach Technologien¹

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Bruttostromerzeugung	ktoe	5.493	9.547	15.703	21.657	23.773	26.588	26.710	27.535
Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	ktoe	8.794	14.347	14.642	14.988	16.412	17.460	18.250	18.871
Endenergieverbrauch Verkehr ^{1,2}	ktoe	1.978	3.064	2.806	3.118	3.438	3.908	4.438	5.063
Bruttoendenergieverbrauch ²	ktoe	16.159	26.802	32.909	39.651	43.274	47.218	48.174	49.687
EE-Anteil									
am Bruttostromverbrauch	%	10,5	18,2	30,5	42,6	47,3	53,8	54,0	55,2
am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	%	7,7	12,1	13,5	14,0	15,6	17,3	19,0	20,2
am Endenergieverbrauch Verkehr	%	3,4	5,6	5,0	5,5	7,2	10,2	13,9	17,5

1 gemäß EU-RL 2009/28/EG

2 Verbrauch von biogenen Kraftstoffen und Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor

Indikator 2.7.2: Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Gebäuden (laut Definition in Artikel 2 Nummer 1 der Richtlinie 2010/31/EU) [kt RÖE]

	Einheit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Wärmeerzeugung	kt RÖE	4.913	8.512	9.671	11.130	12.382	13.336	14.036	14.584

Indikator 3.1: THG-Emissionen nach Bereichen ETS/Non-ETS und LULUCF

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ETS	Mt CO _{2äq}	452	457	413	420	377	341	316
Non-ETS	Mt CO _{2äq}	491	450	425	399	366	335	308
LULUCF	Mt CO _{2äq}	-16	-14	30	26	21	17	13

Indikator 3.2: THG-Emissionen nach Sektoren und Bereichen

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energiebedingte Emissionen	Mt CO_{2äq}	802	768	707	693	623	560	510
Energiewirtschaft	Mt CO _{2äq}	357	337	295	304	263	229	205
Industrie	Mt CO _{2äq}	125	127	115	110	106	103	100
Verkehr	Mt CO _{2äq}	154	163	163	159	147	133	118
Private Haushalte	Mt CO _{2äq}	107	88	80	71	63	57	52
GHD, andere	Mt CO _{2äq}	46	42	44	39	35	31	28
Diffuse Emissionen	Mt CO _{2äq}	11	11	9	9	8	7	7
Nicht-energiebedingte Emissionen	Mt CO_{2äq}	141	139	131	126	120	116	114
ind. Prozesse	Mt CO _{2äq}	63	61	59	56	53	50	49
Landwirtschaft	Mt CO _{2äq}	63	67	63	63	62	61	61
Abfall	Mt CO _{2äq}	15	11	9	7	5	5	4
Insgesamt	Mt CO_{2äq}	943	907	838	819	743	677	624
Nachrichtlich: LULUCF	Mt CO _{2äq}	-16	-14	30	26	21	17	13
Nachrichtlich: Int. Luft- und Seeverkehr	Mt CO _{2äq}	33	32	40	45	49	49	50

Indikator 3.3: CO₂-Intensität der Gesamtwirtschaft t CO_{2äq}/Tsd. Euro BIP

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
CO ₂ -Intensität	t CO _{2äq} /Tsd. Euro	0,365	0,324	0,275	0,252	0,218	0,188	0,167

Indikator: 3.4.1: THG-Intensität der Strom- und Fernwärmeerzeugung

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Stromerzeugung	t CO _{2äq} /t RÖE	6,39	6,17	5,25	5,57	4,81	4,33	3,91
Fernwärmeerzeugung	t CO _{2äq} /t RÖE	3,35	3,51	3,35	3,31	3,21	3,15	3,06

Strom: bezogen auf Bruttostromerzeugung inkl. Exporte/Importe, abzüglich Eigenverbrauch, Pumpstrom und Netzverluste

Fernwärme: bezogen auf Erzeugung abzüglich Netzverluste

Indikator 3.4.2: THG-intensität des Endverbrauchs nach Sektoren

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Industrie	t CO ₂ _{äq} /t RÖE	2,0	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Industrie inkl. Prozesse	t CO ₂ _{äq} /t RÖE	3,0	3,1	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Verkehr	t CO ₂ _{äq} /t RÖE	2,5	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0
Private Haushalte	t CO ₂ _{äq} /t RÖE	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
GHD inkl. Landwirtschaft	t CO ₂ _{äq} /t RÖE	1,3	1,2	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0

Industrie einmal inkl. THG-Emissionen der industriellen Prozesse, einmal ohne

Mitteilung von Maßnahmen und Methoden zur Durchführung von Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU durch die Mitgliedstaaten

Die Mitgliedstaaten melden der Kommission ihre geplante detaillierte Methode für die Energieeffizienzverpflichtungssysteme gemäß Anhang V Nummer 5 der Richtlinie 2012/27/EU und alternative strategische Maßnahmen im Sinne der Artikel 7a und 7b sowie Artikel 20 Absatz 6 der genannten Richtlinie.

Die Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland übermittelt der Kommission hiermit vorbehaltlich weiterer Prüfung eine vorläufige Mitteilung nach Anhang III Nr. 1 der Governance-Verordnung zur vorläufigen Berechnung der Energieeinsparverpflichtung nach Artikel 7 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b) (neu) der Richtlinie 2012/27/EU. Angaben nach Anhang III Nr. 2 bis 5 der Governance-Verordnung zu weiteren Aspekten der Energieeinsparverpflichtung nach Artikel 7 der Richtlinie 2012/27/EU (wie insbesondere der weiteren Berechnung dieser Verpflichtung, ihrer Erfüllung und ihres Monitorings) bedürfen weiterer politischer Diskussion und sind daher nicht Gegenstand dieser vorläufigen Mitteilung.

1. Berechnung der Höhe der im gesamten Zeitraum vom 01. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2030 zu erzielenden Energieeinsparungsverpflichtungen, aus der hervorgeht, wie folgende Aspekte berücksichtigt wurden:

a. der jährliche Endenergieverbrauch, gemittelt über den letzten Dreijahreszeitraum vor dem 01. Januar 2019 [in kt RÖE]

Die Berechnungsgrundlage für die Bestimmung des Einsparziels gemäß Artikel 7 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b) (neu) der Richtlinie 2012/27/EU beruht auf den Werten des Endenergieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland gemäß der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB). Für das Jahr 2017 liegen bisher nur vorläufige Daten vor. Für das Jahr 2018 liegen noch keine Daten vor. Daher wird vorerst der vorläufige Durchschnitt aus den zwei Jahren 2016 und 2017 berechnet. Das Jahr 2018 wird mit berücksichtigt, wenn erste Daten hierzu vorliegen.

- Endenergieverbrauch 2016: 9.060 PJ
- Endenergieverbrauch 2017: 9.329 PJ (vorläufig)
- Gemittelter Endenergieverbrauch pro Jahr für 2016–2017: 9.195 PJ / 220 Mtoe (vorläufig)

b. Die gemäß Artikel 7 Absatz 1 Buchstabe b der Richtlinie 2012/27/EU insgesamt zu erzielenden kumulierten Energieeinsparungen beim Endenergieverbrauch [in kt RÖE]

Das Einsparziel gemäß Artikel 7 Absatz 1 Satz 1 Buchstabe (b) (neu) der Richtlinie 2012/27/EU wird vorläufig auf 4.046 PJ bzw. 97 Mtoe beziffert.

c. Bei der Berechnung des Endenergieverbrauchs herangezogene Daten und die Quellen dieser Daten, einschließlich der Begründung für die Nutzung alternativer statistischer Quellen und etwaiger Differenzen bei den sich ergebenden Mengen (falls andere Quellen als Eurostat verwendet werden)

Die Zahlen für den Endenergieverbrauch beruhen auf der nationalen Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB). Auf Eurostat-Daten wird nicht zurückgegriffen, da die vorläufigen Jahresverbräuche für das Jahr 2017 bei Eurostat noch nicht abrufbar sind (und auch die vorläufigen Daten für 2018 bis zur Fertigstellung des finalen NECP bis zum 31. Dezember 2019 von Eurostat voraussichtlich nicht veröffentlicht werden).