



SCHLUSSBERICHT

Analyse und Fortentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik

Vorhaben im Auftrag des BMUB,
Kennzeichen: FKZ: UM14 41 4020
Raffaele Piria

Impressum

Herausgeber: adelphi Consult GmbH
Autoren: Raffaele Piria
Bildnachweis: flickr. fdecomite. Titel: European Flag
Stand: September 2017

© 2017 adelphi

Hinweis

Das diesem Bericht zugrundeliegende FE-Vorhaben wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Analyse und Fortentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik

Vorhaben im Auftrag des BMUB,
Kennzeichen: FKZ: UM14 41 4020

Raffaele Piria

Schlussbericht

Schlussbericht (gemäß Anlage 2 zu § 12 Abs. 3 der ABFE-BMUB von Februar 2015)

Auftragnehmer:

adelphi Consult GmbH

Alt-Moabit 91

10559 Berlin

Kennzeichen BMUB:

FKZ: UM14 41 4020;

AZ 46043/63

Vergabenummer 749/2014

Kennzeichen adelphi: EN 574 BMUB

Vorhabenbezeichnung:

Analyse und Fortentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik aus der Perspektive von Energieeffizienz, Energieinfrastruktur und Finanzierungsmechanismen

Laufzeit des Vorhabens:

01.03.2015 bis 15.05.2017

Berlin, 13.09.2017

Raffaele Piria, adelphi Consult

adelphi

adelphi ist eine unabhängige Denkfabrik und führende Beratungseinrichtung für Klima, Umwelt und Entwicklung. Unser Auftrag ist die Stärkung von Global Governance durch Forschung, Beratung und Dialog. Wir bieten Regierungen, internationalen Organisationen, Unternehmen und zivilgesellschaftlichen Akteuren maßgeschneiderte Lösungen für nachhaltige Entwicklung und unterstützen sie dabei, globalen Herausforderungen wirkungsvoll zu begegnen.

Unsere mehr als 150 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter leisten hochqualifizierte, interdisziplinäre Forschungsarbeit und bieten strategische Politikanalysen und -beratung sowie Beratungen für Unternehmen an. Wir ermöglichen politischen Dialog und führen weltweit Trainingsmaßnahmen für öffentliche Einrichtungen und Unternehmen durch, um sie beim Erwerb von Kompetenzen zur Bewältigung des transformativen Wandels zu unterstützen. Seit 2001 haben wir weltweit mehr als 800 Projekte in den folgenden thematischen Bereichen implementiert: **Klima, Energie, Ressourcen, Green Economy, Sustainable Business, Green Finance, Frieden und Sicherheit, Internationale Zusammenarbeit und Urbane Transformation.**

Partnerschaften sind ein zentraler Schlüssel unserer Arbeit. Durch Kooperationen mit Spezialisten und Partnerorganisationen stärken wir Global Governance und fördern transformativen Wandel, nachhaltiges Ressourcenmanagement und Resilienz.

adelphi ist eine wertebasierte Organisation mit informeller Unternehmenskultur, die auf den Werten Exzellenz, Vertrauen und Kollegialität fußt. Nachhaltigkeit ist die Grundlage unseres Handelns, nach innen und außen. Aus diesem Grund gestalten wir unsere Aktivitäten stets klimaneutral und nutzen ein zertifiziertes Umweltmanagementsystem.

Raffaele Piria

Senior Project Manager

piria@adelphi.de

www.adelphi.de

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Ziele, Planung und Ablauf des Vorhabens	4
3	Wissenschaftliche Bewertung aktueller Maßnahmen und Strategien sowie vorgeschlagener Instrumente und Maßnahmen	5
3.1	<i>Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030</i>	5
3.1.1	Analyse des Zusammenhangs zwischen den 2030-Zielen für Energieeffizienz und für Erneuerbare Energien	5
3.1.2	Untersuchung der Auswirkungen des Brexit auf die Berechnung der EU-Energieeffizienzziele für 2020 und 2030	9
3.2	<i>Paket „Saubere Energie für alle Europäer“</i>	10
3.2.1	Analyse des Vorschlags für eine Verordnung über das Governance-System der Energieunion	10
3.2.2	Bewertung wichtiger Vorschläge zur Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	11
3.2.3	Untersuchung der Kernelemente des EU-Strommarktdesigns	16
3.2.4	Bewertung der zentralen Instrumente der Energieeffizienz- und Gebäudeeffizienzrichtlinie	22
3.2.5	Auswertung des Konzepts „Efficiency First“ und seiner Verankerung	23
3.3	<i>Finanzierungsmechanismen</i>	25
3.3.1	Bewertung der Ausgestaltung und des Erfolgs von NER300	25
3.3.2	Kurzanalyse der Vorschläge zum ETS Innovation Fund 2021-2030	30
3.4	<i>Energieinfrastruktur</i>	31
3.4.1	Allgemeine Untersuchung zu Gasinfrastrukturprojekten und -bedarf	31
3.4.2	Analyse der Folgen der TYNDP-Gasnachfrageszenarien auf den deutschen Netzentwicklungsplan	32
4	Wissenschaftliche Empfehlungen zur Optimierung existierender und vorgeschlagener Maßnahmen sowie für die Entwicklung neuer Instrumente und Maßnahmen	34
4.1	<i>Paket „Saubere Energie für alle Europäer“</i>	34
4.1.1	Empfehlungen zum Thema Erneuerbare Energien	34
4.1.2	Vorschläge für das EU-Strommarktdesign	35
4.1.3	Empfehlungen zum Thema Energieeffizienz	36
4.2	<i>Identifizierter Forschungsbedarf im Bereich Gasinfrastrukturplanung-Szenarien</i>	37
5	Schlussfolgerungen	38
6	Literaturverzeichnis	39

1 Einleitung

Mit dem Übereinkommen von Paris im Dezember 2015 hat sich die EU nicht nur intern, sondern auch nach außen verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu senken. Um die nationalen und EU-Klimaschutzziele zu erreichen, ist eine erfolgreiche Gestaltung der EU-weiten und nationalen Energiepolitik unabdingbar. Es besteht ein breiter Konsens darüber, dass ein Großteil der Emissionsminderungen im Energiesektor entstehen muss und dass Energieeffizienz und Erneuerbare Energien (EE) die zwei entscheidenden Säulen für die Reduktion der Emissionen des Energiesektors sind.

Schon im Oktober 2014 haben die Staats- und Regierungschefs der EU den neuen Rahmen für die EU-Klima- und Energiepolitik bis 2030 in den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates beschlossen: eine Verringerung der THG-Emissionen um 40 %, ein auf EU-Ebene verbindliches Ziel von mindestens 27 % EE-Anteil am Brutto-Endenergieverbrauch sowie ein indikatives Ziel von mindestens 27 % Energieeinsparungen im Jahr 2030 mit Überprüfung einer Anhebung auf 30 % vor 2020.

Im Rahmen ihrer Mitteilung zum 2030-Rahmen betonte die Europäische Kommission, dass (innovative) Lösungen zur Verbesserung der Finanzierung benötigt werden, um die neuen Ziele zu erreichen. So „sollte der Strukturierung und Einführung neuer (oder der Rekapitalisierung vorhandener) Finanzinstrumente sehr viel größere Aufmerksamkeit geschenkt werden“. Insbesondere bei Energieinfrastrukturen bestehen große Herausforderungen bei der Finanzierung des notwendigen Ausbaus und der benötigten Modernisierungen. Dabei sind Strom- und Gasnetze sowie Energiespeicher einer der Schlüssel zu den EU-Zielen.

Im Juni 2014 beschloss der Europäische Rat, dass „(...) wir eine Energieunion mit dem Ziel erschwinglicher, sicherer und nachhaltiger Energie errichten [wollen]“. Die „Energieunion“ wurde erstmals 2011 vom damaligen polnischen Premier Tusk gefordert. Sein vorrangiges Ziel war es, die Gasversorgungssicherheit der EU durch verstärkte Zusammenarbeit zu erhöhen. Nicht zuletzt durch das Engagement Deutschlands wurde die Nachhaltigkeitsdimension in die Debatte über die Energieunion integriert und die Debatte über die Energieversorgungssicherheit mit den EU-Klima- und Energiezielen verknüpft.

Darauf aufbauend veröffentlichte die Europäische Kommission im Februar 2015 eine Rahmenstrategie für eine „krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie“ („Energieunion“) sowie einen Fahrplan für die Verwirklichung der Energieunion. Darin hat die Kommission die politische Reichweite der Energieunion mit den fünf Dimensionen Energieversorgungssicherheit, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung des Energiemixes sowie Energieforschung deutlich erweitert. Zudem wurden 15 Maßnahmenbereiche für die Energieunion identifiziert sowie in der Rahmenstrategie der EU-Kommission als Ziel „die Versorgung der Verbraucher [...] mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie“ formuliert. Es wurde in der Strategie auch erklärt, dass die „Verwirklichung dieses Ziels [...] eine grundlegende Umstellung des europäischen Energiesystems“ erfordere; und tatsächlich hat die Energieunion-Debatte einen gewissen neuen Schwung in die energiepolitischen Prozesse auf EU-Ebene gebracht.

Am 30. November 2016 legte die Europäische Kommission ihr umfassendes Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ („Winterpaket“) vor. Das Winterpaket besteht aus ca. 4.000 Seiten an Rechtstexten und Strategiedokumenten und enthält darüber hinaus mehrere Folgeabschätzungen und Studien. Es handelt sich dabei um das bisher umfassendste Paket der Europäischen Kommission. Mit dem Winterpaket sollen über drei Viertel der geplanten Maßnahmen der Energieunion umgesetzt werden.

2 Ziele, Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben „**Analyse und Fortentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik aus der Perspektive von Energieeffizienz, Energieinfrastruktur und Finanzierungsmechanismen**“ hatte eine Projektlaufzeit vom 01. März 2015 bis 15. Mai 2017.

Zweck des Vorhabens war die wissenschaftliche und fachliche Unterstützung des BMUB bei der Analyse, Bewertung und Weiterentwicklung der Instrumente, Maßnahmen, Strategien und Strukturen der Europäischen Union im Hinblick auf die Klima- und Energieziele bis 2030 im Rahmen seiner Ressortzuständigkeit. Die Bereiche Finanzierungsmechanismen, Energieeffizienz und Energieinfrastruktur bildeten den thematischen Schwerpunkt des Vorhabens.

Ziel des Vorhabens war eine Bestandsaufnahme der Umsetzung der EU-Energiepolitik (Kapitel 3) sowie die Entwicklung eines analytischen Strategiekonzepts zur Weiterentwicklung der europäischen Klima- und Energiepolitik bis 2030 vor dem Hintergrund der langfristigen Dekarbonisierungsziele (Kapitel 4).

Durch das Vorhaben wurde eine fachlich fundierte und an der Realität der europapolitischen Prozesse orientierte Unterstützung geboten. Auf Wunsch der Auftraggeberin (AG) wurde das Strategiekonzept modular aufgebaut und spiegelte dabei die jeweils relevanten politischen Diskussionsstränge in Brüssel wider. Dadurch konnten Impulse in die politische Diskussion gebracht sowie auch konkrete Handlungsvorschläge für den Verhandlungsprozess unterbreitet werden.

Da im Laufe des Vorhabens das bisher wichtigste und umfassendste Regulierungspaket der EU-Kommission zur Umsetzung der EU-Energiepolitik, das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“, vorbereitet und am 30. November 2016 vorgelegt wurde, fokussieren sich viele Analysen, Bewertungen, Empfehlungen und Vorschläge auf dieses Paket (Abschnitte 3.2 und 4.1). Im Bereich Finanzierungsmechanismen spielte die Neugestaltung des Innovation Fund eine zentrale Rolle (Abschnitt 3.3). Beim Thema Energieinfrastruktur wurde der Fokus auf den Gasbereich gelegt (Abschnitte 3.4 und 4.2).

Die verwendeten Informationsquellen umfassten einschlägige Fachliteratur sowie Veröffentlichungen von und Gespräche mit Experten, Forschungsinstituten, Think-Tanks, Verbänden und Stiftungen. Ferner wurden Rechtsquellen und andere offizielle Dokumente der Europäischen Kommission, des Europäischen Rats, des Europäischen Parlaments und des Europäischen Gerichtshofs sowie der EU-MS verwendet. Alle Ergebnisse dieses Vorhabens spiegelten den jeweils zum Zeitpunkt der Erstellung neuesten Stand wider.

Die zentralen und wichtigsten Forschungsergebnisse des Projektes werden in den folgenden Kapiteln zusammengefasst.

3 Wissenschaftliche Bewertung aktueller Maßnahmen und Strategien sowie vorgeschlagener Instrumente und Maßnahmen

3.1 Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030

3.1.1 Analyse des Zusammenhangs zwischen den 2030-Zielen für Energieeffizienz und für Erneuerbare Energien

Im Oktober 2014 beschloss der Europäische Rat drei Kernziele für das Jahr 2030: 40 % geringere THG-Emissionen, 27 % Erneuerbare Energien (EE-Ziel; EU-verbindlich) und 27% Energieeinsparung (EnEff-Ziel; indikativ) mit Überprüfung einer Anhebung der Energieeinsparung auf 30 % vor 2020. Daher wurde der Zusammenhang zwischen den 2030-Zielen der EU für Energieeffizienz und EE analysiert. Dabei wurde insbesondere die mögliche Auswirkung einer Anhebung des 2030-EnEff-Ziels für Energieeffizienz auf das 2030-EE-Ziel und seine Erreichung untersucht. Hierfür wurde angenommen, dass die Systematik der Zieldefinition 2030 im Vergleich zu den EU-Zielen für 2020 unverändert bleibt:

- Das EnEff-Ziel wird weiterhin als „Energieeinsparungen im Jahr 2030 gegenüber den auf Basis des Referenzszenarios 2007 prognostizierten Einsparungen beim Primärenergieverbrauch“¹ definiert. Diese Einsparungen werden letztendlich aber in der Richtlinie als absolute Menge in Mtoe festgelegt. Diese absolute Menge wird in der derzeitigen EnEff-Richtlinie 2012 als Primärenergieverbrauch (PEV) und als Endenergieverbrauch (EEV) angegeben.
- Das EE-Ziel wird hingegen als Anteil der EE-Erzeugung am Brutto-Endenergieverbrauch definiert. Die absolute Menge EE-Erzeugung, die für die Erreichung des Ziels notwendig ist, kann nicht im Voraus festgelegt werden, weil sie von der Entwicklung des Verbrauchs abhängig ist.

Dadurch kann ein höheres Effizienzziel auch dazu führen, dass es bei gleichbleibendem EE-Ziel (z. B. 27 %) mit einer geringeren absoluten Menge an EE-Erzeugung erreicht wird bzw. kann bei einem höheren Energieeffizienzziel bei gleicher Ausbaumenge an EE ein höheres EE-Ziel erreicht werden (siehe Tabelle 1 und Abb. 1).

Die Untersuchungen haben Folgendes gezeigt:

- Bei gleichbleibender absoluter Menge an EE-Erzeugung führt die Erreichung eines von 27 % auf 30 % angehobenen EnEff-Ziels dazu, dass das 27%-EE-Ziel mit nur 278 statt 290 Mtoe EE-Erzeugung erreicht wird. Im Vergleich zum Zeitraum 2004 bis 2014 würde somit das jährliche absolute Wachstum der EE-Erzeugung von 7,2 Mtoe/Jahr auf 4,8 Mtoe/Jahr um ein Drittel sinken.

¹ Mitteilung der Kommission „Energieeffizienz und ihr Beitrag zur Energieversorgungssicherheit und zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“, COM (2014) 520, Seite 10.

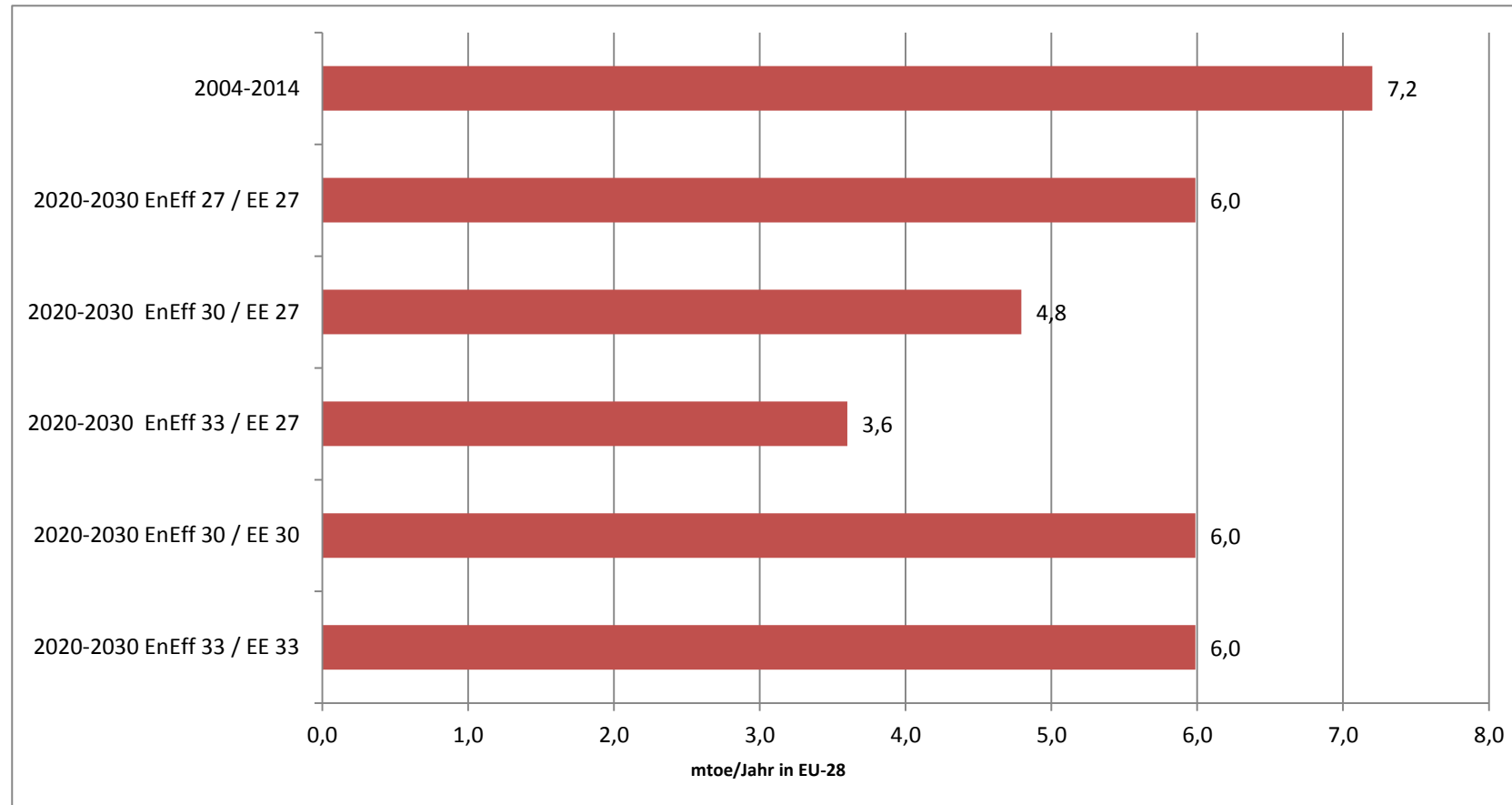
- Wird das EnEff-Ziel gar auf 33 % angehoben, reichen 267 Mtoe EE-Erzeugung, um das 27-%-EE-Ziel zu erreichen. Das jährliche absolute Wachstum der EE-Erzeugung würde somit um die Hälfte sinken, von 7,2 Mtoe/Jahr auf 3,6 Mtoe/Jahr.
- Bei Behalten einer identischen absoluten Menge an EE-Erzeugung wie bei den ursprünglichen 2030-Zielen (EnEff 27 % und EE 27 %), könnte das EE-Ziel von 27 % auf 28,2 % nach oben angepasst werden, wenn das EnEff-Ziel von 27 % auf 30 % angehoben wird.
- Wird das EnEff-Ziel gar auf 33 % angehoben, könnte das EE-Ziel auf 29,4 % angepasst werden, ohne die dafür notwendige absolute EE-Menge zu ändern.
- Diese stabile absolute EE-Menge würde im Vergleich zum Zeitraum 2004 bis 2014 einer Verringerung der EE-Zuwachs um 16,6 %, von 7,2 Mtoe/Jahr auf 6 Mtoe/Jahr entsprechen.

Tabelle 1: Auswirkung der Erreichung eines angehobenen 2030-EnEff-Ziels auf die EE-Mengen bei gleichbleibendem 27%-EE-Ziel

	2004	2007	2010	2014	2020	2030		
	historisch				EnEff 18,5 %	EnEff 27 %	EnEff 30 %	EnEff 33 %
Primärenergieverbrauch (Mtoe)	1708,5	1693,6	1656,4	1507,1	1510,8	1376,6	1320,0	1263,4
Endenergieverbrauch (Mtoe)	1188,9	1172,9	1163,3	1061,2	1106,4	1032,4	990,0	947,6
Brutto-Endenergieverbrauch (Mtoe)	1221,4	1208,0	1202,3	1098,4	1152,5	1075,4	1031,2	987,0
Anteil der Erneuerbaren Energien	8,5 %	10,4 %	12,8 %	16,0 %	20 %	27 %	27 %	27 %
EE-Erzeugung absolut (Mtoe)	103,3	125,8	154,1	175,3	230,5	290,4	278,4	266,5
	2004-2014					2020-2030		
EE-Erzeugung jährliches Wachstum (Mtoe)	7,2					6,0	4,8	3,6

Tabelle 2: Anhebung des EE-Ziels als Folge der Erreichung eines angehobenen 2030-Energieeffizienzziels

	2004	2007	2010	2014	2020	2030		
	Historisch				EnEff 18,5 %	EnEff 27 %	EnEff 30 %	EnEff 33 %
Primärenergieverbrauch (Mtoe)	1708,5	1693,6	1656,4	1507,1	1510,8	1376,6	1320,0	1263,4
Endenergieverbrauch (Mtoe)	1188,9	1172,9	1163,3	1061,2	1106,4	1032,4	990,0	947,6
Brutto-Endenergieverbrauch (Mtoe)	1221,4	1208,0	1202,3	1098,4	1152,5	1075,4	1031,2	987,0
Anteil der Erneuerbaren Energien %	8,5 %	10,4 %	12,8 %	16,0 %	20,0 %	27,0 %	28,2 %	29,4 %
EE-Erzeugung absolut (Mtoe)	103,3	125,8	154,1	175,3	230,5	290,4	290,4	290,4
	2004-2014					2020-2030		
EE-Erzeugung jährliches Wachstum (Mtoe)	7,2					6,0		

Abbildung 1: EE-Zuwachs in unterschiedlichen Konstellationen im Vergleich zu den historischen Werten 2004-2014

Quellen: Eurostat 2014; eigene Berechnungen.

3.1.2 Untersuchung der Auswirkungen des Brexit auf die Berechnung der EU-Energieeffizienzziele für 2020 und 2030

Untersucht wurde auch, wie sich der angekündigte Austritt des Vereinigten Königreiches aus der EU auf die Berechnung der EU-Energieeffizienzziele für 2020 und 2030 auswirken wird. Dabei wurde davon ausgegangen, dass das Vereinigte Königreich vor Anfang des Jahres 2020 aus der EU austreten wird.

Die derzeit gültigen Energieeffizienzziele der EU sind in der Richtlinie 2013/12/EU des Rates vom 13. Mai 2013 als Anpassung der Richtlinie 2012/27/EU an den Beitritt Kroatiens zur EU definiert. Demnach darf der Energieverbrauch der Union im Jahr 2020 nicht mehr als 1.483 Mio. t RÖE (Mtoe) Primärenergie oder nicht mehr als 1.086 Mtoe Endenergie² betragen. Das EU-EnEff-Ziel 2020 entspricht einer Reduktion um 20 % des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Bezug auf das PRIMES-Referenzszenario aus dem Jahr 2007 (PrimesRef07)³. Beim Beitritt Kroatiens wurden die Werte für Kroatien für 2007 und 2020 hinzugefügt. Da die Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU keine nationalen Richtziele enthält, gab es keine Lastenteilungsvereinbarung, die beim Beitritt Kroatiens hätte angepasst werden müssen.

Gleiches gilt grundsätzlich auch für den Brexit. Die formelle Anpassung der Richtlinie 2012/27/EU wird aus einer einfachen arithmetischen Operation bestehen. Der vom PrimesRef07 angenommene Primärenergieverbrauch (PEV) des Vereinigten Königreiches im Jahr 2020 (222 Mtoe) wird vom entsprechenden PEV der EU-28 (1.853 Mtoe) abgezogen. Aus dem sich daraus ergebenden PEV der Rest-EU laut PrimesRef07 (1.631 Mtoe) werden 20 % Energieeinsparungen abgezogen. Demnach beträgt das Post-Brexit-EU-Ziel für Energieeffizienz 1.305 Mtoe PEV. Die gleiche Berechnung erfolgt auch für den Endenergieverbrauch.

Da allerdings das Vereinigte Königreich im Vergleich zur Rest-EU-27 abweichende Strukturindikatoren aufweist und ein deutlich überdurchschnittliches Ziel verfolgt, führt der Brexit dazu, dass die EU mit noch geringerer Wahrscheinlichkeit als ohnehin angenommen ihr 2020 EnEff-Ziel erreichen wird.

Tabelle 3: Primärenergieverbrauch historisch und 2020

Jahr	2007	2014	2020			
Quelle	Eurostat	Eurostat	Richtlinie	Summe nationaler Ziele		Primes Ref07
Einheit	Mtoe	Mtoe	Mtoe	Mtoe	% / PrimesRef07	Mtoe
UK	213,4	182,4		177,6	20,0 %	222
EU28	1.693,4	1.506,5	1.483,0	1.526,9	17,6 %	1853
EU27 post-Brexit	1.480,0	1.324,1		1.349,3	17,3 %	1631

² Um die grundsätzlichen Fragen zu illustrieren, die sich aus dem Brexit ergeben, fokussiert das vorliegende Policy Brief auf die Werte für den Primärenergieverbrauch (PEV). Eine Betrachtung des Endenergieverbrauchs (EEV) kann zu einem späteren Zeitpunkt erbracht werden. Sie würde zu (vermutlich leicht) abweichenden Werten führen.

³ Die PRIMES-Datensätze sind nicht öffentlich zugänglich. Die in diesem Bericht vorgelegten Werte sind aus anderen bekannten Daten zurückgerechnet worden, oder sie stammen aus Sekundärquellen, insbesondere: Sil Boeve, Julia Wichmann und Katja Dinges, Klimaschutz und die Effizienzpolitiken der Europäischen Union Mögliche EU-Energieeffizienzziele für das Jahr 2030, 3. Version, Juni 2014, Ecofys/Wuppertal Institut; und aus dem UK National Energy Efficiency Action Plan 2014.

PrimesRef07 ging für den Zeitraum 2007 bis 2020 von einem Wachstum des PEV um 9,4 % in der EU-28 aus, aber nur um 4,1 % im Vereinigten Königreich. Diese Unterschiede spiegelten die heterogenen Strukturindikatoren und Wirtschaftswachstumsperspektiven in den Mitgliedstaaten wider, beispielsweise durch das erwartete und dann auch erfolgte nachholende Wachstum des motorisierten Individualverkehrs in den Länder Mittel- und Osteuropas.

Faktisch ist der Energieverbrauch in den ersten sieben Jahren der PrimesRef07-Prognose EU-weit nicht gestiegen, sondern deutlich gesunken. Das Verhältnis zwischen dem Trend im Vereinigten Königreich und in der EU-28 hat sich jedoch im Großen und Ganzen bewährt: Von 2007 bis 2014 ist der gemessene PEV in der EU-28 um 11 % gesunken. Im Vereinigten Königreich sank der PEV überdurchschnittlich stark um 14,5 %. In der Post-Brexit-EU-27 (im Folgenden EU-27) sank der PEV nur um 10,5 %. Die überdurchschnittlichen Energieeinsparungen können ein Ergebnis besonders effektiver Energieeffizienzpolitik sein, waren jedoch im Trend aus strukturellen Gründen schon vorhergesehen worden.

Besonders wichtig ist hier die Feststellung, dass das UK-Ziel exakt dem 20%-Ziel der EU entspricht⁴. Jedoch entspricht die Summe der nationalen EnEff-Ziele selbst nach den leichten Verbesserungen 2015 nur einer Reduktion um 17,6 % im Vergleich zu PrimesRef07 (European Commission 2015). Ohne das Vereinigte Königreich sinkt die Summe der nationalen Ziele in der EU 27 auf nur 17,3 % Einsparungen gegenüber PrimesRef07.

3.2 Paket „Saubere Energie für alle Europäer“

3.2.1 Analyse des Vorschlags für eine Verordnung über das Governance-System der Energieunion

Ein zentrales neues Element des Winterpakets ist der Vorschlag der EU-Kommission einer Verordnung über das Governance-System der Energieunion mit dem Ziel, Politik-Kohärenz und Bürokratieabbau voranzubringen. Wesentliche Vorgaben für die Umsetzung (Zielerreichung, Planungs- und Berichtspflichten der Mitgliedstaaten, Monitoring und Berichtspflichten der Kommission) der derzeitigen Richtlinien für EE, Energieeffizienz und über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Climate Monitoring Mechanism Regulation (MMR) werden künftig in der Governance-Verordnung gebündelt. Ferner sind in deren Rahmen ab 2020 auch nationale langfristige Strategien zur Emissionsminderung mit einer Perspektive von 50 Jahren aufzustellen.

Laut Verordnungsvorschlag sieht der Governance-Mechanismus integrierte nationale Energie- und Klimapläne und Fortschrittsberichte der Mitgliedstaaten sowie Monitoringberichte der EU-Kommission vor, insbesondere die jährlichen „State of the Energy Union“-Reports. Zentrales Element sind die integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten. Sie sollen alle fünf oben genannten Dimensionen der Energieunion umfassen. Die Mitgliedstaaten müssen der Öffentlichkeit Gelegenheiten bieten, wirksam an der Ausarbeitung der Planentwürfe mitzuwirken. Sie sind zudem dazu angehalten, die benachbarten sowie andere Mitgliedstaaten zu konsultieren, bevor sie den Entwurf ihres integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes der EU-Kommission vorlegen.

⁴ Laut dem UK-NEEAP 2014 entspricht das britische 20%-PEV-Reduktionsziel einer Senkung des Endenergieverbrauchs um 18 %. Auch auf EU-Ebene ist die Reduktion des EEV prozentual geringer als die Reduktion des PEV. Jedoch dürften sich bei Betrachtung der EEV-Werte leichte Abweichungen in dem Vergleich zwischen UK und EU27 ergeben.

Empfehlungen der EU-Kommission zu den Entwürfen müssen die Mitgliedstaaten umfassend Rechnung tragen.

Im Rat befinden sich die Beratungen zur Governance-Verordnung noch in einem relativ frühen Stadium. Doch aus den Debatten der letzten Jahre ist es absehbar, dass sich eine relativ kleine Gruppe energie- und umweltpolitisch fortschrittlicher Mitgliedstaaten – darunter Deutschland – für stringente Governance-Mechanismen einsetzen wird, insbesondere mit Bezug auf die Umsetzung und Einhaltung der Ziele. Schon die Debatte im Rat zu den 2030-Zielen im Oktober 2014 hat gezeigt, dass einige Mitgliedstaaten verbindliche nationale Ziele für EE gefordert haben, aber eine Mehrheit dies ablehnte.

In den nachfolgenden Energieratsschlussfolgerungen wurde zumindest ein stringentes Governance-System beschlossen sowie die Möglichkeit eines sogenannten „Gap-Avoider/Gap-Filler“ eröffnet. Die Europäische Kommission soll im Jahr 2023 bewerten, ob das EE-Ziel erreicht wird. Sollte das nicht der Fall sein, wird ein Vorschlag für eine Lückenvermeidung (Gap-Avoider) und eine Lückenfüllerfunktion (Gap-Filler) erarbeitet. Die Grundidee ist dabei, ein wirksames Instrument zu besitzen, mit dem die EU bei einer absehbaren Nichterreichung des verbindlichen EU-weiten EE-Ziels für 2030 effektiv gegensteuern könnte.

Dabei könnten (unterschiedlich gestaltete) Gap-Filler eine mögliche Ziellücke zwischen dem EU-verbindlichen Ziel und der Summe der nationalen Ziele und/oder eine Umsetzungslücke zwischen den beschlossenen Zielen und dem nach einigen Jahren festgestellten Fortschritt füllen. In der öffentlichen Konsultation zur neuen RED im Jahr 2016 wurden unterschiedliche mögliche Maßnahmen für die Beschleunigung des Ausbaus der EE in Erwägung gezogen, unter anderem EU-weite oder regionale Ausschreibungen oder auch ein Verpflichtungssystem für Erzeuger, Versorger oder Endverbraucher.

3.2.2 Bewertung wichtiger Vorschläge zur Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

EE-Ziel

Der Vorschlag der Europäischen Kommission vom 30. November 2016 für eine Neufassung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (im Folgenden: RED für Renewable Energy Directive) stellt eine erhebliche Schwächung der Ambition und der Stringenz im Vergleich zur derzeit gültigen RED 2009 dar (siehe auch unter Abschnitt 3.2.1).

Das vorgeschlagene EE-Ziel von 27 % ist lediglich auf Ebene der EU verbindlich. Auf Ebene der Mitgliedstaaten werden keine differenzierten nationalen Ziele vorgesehen. Trotzdem bleiben die Mitgliedstaaten für die Umsetzung des Zieles zuständig. Daraus stellt sich die Frage der Erfüllung der EE-Ziele ohne Verbindlichkeit auf nationaler Ebene (siehe dazu 3.2.1).

Analyse der Öffnung der Fördersysteme

Bisherige Maßnahmen und Strategien

Die Öffnung der Fördersysteme für EE-Strom ist eine der wichtigsten Änderungen im aktuellen RED-Vorschlag im Vergleich zum derzeitigen Regime. Schon bei der Vorbereitung der RED 2009 und ihrer Vorgängerrichtlinie aus dem Jahre 2001 hatten sich Teile der Kommission sowie viele etablierte Stromerzeuger zunächst für eine mehr oder weniger vollständige Harmonisierung der Fördersysteme für EE-Strom eingesetzt. Deutschland hat diese kritisch gesehen und abgelehnt. Die Hauptsorge war, dass die politische Akzeptanz für wirksame EE-Fördersysteme sinken könnte, wenn der deutsche Verbraucher die Kosten tragen würde, die EE-Projekte samt ihren Vorteilen hinsichtlich Beschäftigung, Stromversorgungssicherheit oder Steuereinnahmen aber in einem anderen Mitgliedstaat erfolgen.

Damals konnte sich Deutschland mit anderen Mitgliedstaaten durchsetzen. Das Ergebnis war, dass die Mitgliedstaaten das Recht haben zu entscheiden, in welchem Umfang sie in einem anderen Mitgliedstaat EE fördern wollen. Um dem Zusammenwachsen der nationalen Strommärkte auch auf Ebene der EE-Förderung Rechnung zu tragen, wurden freiwillige Kooperationsmechanismen eingeführt. Da diese Instrumente jedoch in den ersten Jahren nach Inkrafttreten kaum genutzt wurden, wurden die Mitgliedstaaten – auch in den Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien – angehalten, von der Möglichkeit der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit stärker Gebrauch zu machen.

Deutschland hat sich im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) mit der Kommission darauf verständigt, ab 2017 fünf Prozent der jährlich neu installierten EE-Leistung für Anlagen in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen. Diese Teilöffnung des EEG wurde zunächst durch eine PV-Pilotausschreibung getestet (BMW 2012). Deutschland ist somit zum proaktiven Vorreiter der Öffnung des eigenen Fördersystems geworden. Leitprinzip der Öffnung des deutschen EEG ist die in einer völkerrechtlichen Vereinbarung zwischen den Kooperationsländern verankerte Gegenseitigkeit.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Artikel 5 des Richtlinienentwurfs sieht vor, dass „mindestens 10 % der in jedem Jahr zwischen 2021 und 2025 und mindestens 15 % der in jedem Jahr zwischen 2026 und 2030 neu geförderten Kapazität Anlagen in anderen Mitgliedstaaten offen stehen.“ Eine Kooperationsvereinbarung soll „die Vorschriften für die grenzüberschreitende Auszahlung der Mittel“ festlegen. Darüber hinaus sieht der Artikel eine Bewertung der Vorteile der Öffnung „für den kostenwirksamen Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in der Union“ bis 2025 durch die Kommission vor. Auf dieser Grundlage können die Öffnungsziele nach oben angepasst werden.

Die Vorschläge werden von der Europäischen Kommission damit begründet, dass die Öffnung negative Auswirkungen auf den Energiebinnenmarkt begrenzt und „die Mitgliedstaaten unter bestimmten Bedingungen dabei unterstützen kann, das Ziel der Union auf kosteneffizientere Weise zu erreichen“. Die Öffnung wird als „die natürliche Folge der Entwicklung der Unionspolitik im Bereich der erneuerbaren Energien“ betrachtet. Da die nationalen Zielvorgaben durch ein unionsweit verbindliches Ziel ersetzt werden, ist es aus Sicht der Europäischen Kommission „angezeigt, die Mitgliedstaaten dazu zu verpflichten, die Förderung Schritt für Schritt und teilweise für Projekte in anderen Mitgliedstaaten zu öffnen“.

Eine empirische Grundlage für die Einschätzung der kurzfristigen unmittelbaren Auswirkungen der Öffnung der Fördersysteme bietet die konkrete Erfahrung Deutschlands mit der ersten grenzüberschreitenden Ausschreibung (Pilotausschreibung) mit Dänemark, die im Oktober 2016 von der BNetzA eröffnet wurde (BNetzA 2016). Bei dieser Pilotausschreibung handelt es sich um eine durch die deutsche EEG-Umlage finanzierte Ausschreibung, für die auch Projekte in Dänemark förderbar sind. Später soll eine dänische Ausschreibung folgen, die auch Projekte in Deutschland akzeptiert. Die Gebotspreise der Gewinner waren deutlich niedriger als bei den zuvor durchgeführten fünf nationalen PV-Ausschreibungen in Deutschland (BNetzA 2016a; BNetzA 2016b;). Trotz der schlechteren Sonneneinstrahlung konnten die niedrigeren Vergütungssätze in Dänemark aufgrund anderer Faktoren (u. a. der besseren bzw. preiswerteren Flächenverfügbarkeit) erzielt werden (Stichwort: Flächenkulisse) (BNetzA 2016a).

Von den deutlich niedrigeren Preisen in Dänemark profitieren die deutschen (EEG-umlagepflichtigen) Stromverbraucher sowie die in Dänemark aktiven Projektentwickler bzw. die Eigentümer der dortigen Grundstücke. Zu den Verlierern gehören wiederum die in Deutschland aktiven Projektentwickler und Grundstückseigentümer. Umverteilungseffekte ergeben sich auch durch die Effekte auf die Verteilnetze und auf Redispatch, die nur von Fall zu Fall beziffert werden können.

Über die mittel- und langfristigen Auswirkungen einer verpflichtenden Öffnung bis hin zu 15 % der neu geförderten Leistung kann nur spekuliert werden, da hier sowohl wirtschaftliche als auch politische,

rechtliche und kommunikative Aspekte eine Rolle spielen. Obwohl durch das 15-%-Limit begrenzt, besteht das Risiko eines „race to the bottom“, denn die objektiven und wahrgenommenen Vorteile des EE-Ausbaus im eigenen Land könnten anteilmäßig verschwinden. Demgegenüber stehen jedoch die Vorteile für die Kostenträger, d. h. in der Regel die Stromverbraucher und daher auch die Wähler im eigenen Land.

Untersuchungen zu den Begriffen „Prosument“, „Eigenverbrauch“, „Bürgerenergie“ und ihrer Anwendung

Bisherige Maßnahmen und Strategien

In der RED 2009 tauchen die Begriffe Prosument⁵, Eigenverbrauch⁶, und Bürgerenergie⁷ nicht auf. Seit 2015 haben die Europäische Kommission und das Europäische Parlament das Thema in einigen Dokumenten aufgegriffen. Auch in Deutschland wurde der Begriff Bürgerenergie erst im EEG 2017 rechtlich definiert. In der Debatte insgesamt werden die Begriffe „Prosumenten“ und „Bürgerenergie“ mit fließender Grenze verwendet und teilweise verwechselt. An dieser Stelle ist die Feststellung wichtig, dass die Begriffe „Bürgerenergie“ und „Prosumenten“ von grundsätzlich unterschiedlicher Natur und voneinander unabhängig sind.

Die Belange der Bürgerenergie sind in erster Linie nach Veröffentlichung der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen im Jahr 2014 in den Vordergrund gerückt, da klar wurde, dass für risikoaversere Bürgerenergieprojekte die Finanzierung von Projekten im Rahmen von Ausschreibungen schwieriger werden würde. In den Beihilfeleitlinien wurden Geschäftsmodelle für Bürgerenergieprojekte in erster Linie implizit durch die De-minimis-Regelungen ermöglicht, die Projekte unter 1 MW installierter Leistung bzw. 6 Erzeugungseinheiten für Windkraft von der Ausschreibungspflicht befreien, wobei das neue deutsche EEG diese Freiräume nicht ausschöpft.

Im Juli 2015 veröffentlichte die Kommission die Mitteilung „Verbesserte Möglichkeiten für die Energieverbraucher“⁸. In diesen Dokumenten wird der Begriff „Bürgerenergie“ nicht verwendet. Allerdings genießen dort „Eigenerzeugung und -verbrauch“, „dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energie durch die Verbraucher“ sowie die „Beteiligung der Verbraucher (über intermediäre und kollektive Regelungen)“ ein grundsätzlich positives Framing.

⁵ Als „Prosumenten“ (prosumers) werden in der energiepolitischen Debatte generell Akteure bezeichnet, die Strom (oder Wärme) sowohl verbrauchen als auch erzeugen. Der Begriff „Prosument“ schließt weder Angaben zur Größe des Akteurs bzw. zur Größe seiner Energieerzeugung oder seines Verbrauches ein noch Angaben zur Art der Energieerzeugung.

⁶ Eigenverbrauch (self-consumption) bedeutet Verbrauch von selbst erzeugtem Strom (oder Wärme). Eigenverbrauch setzt die Eigenschaft als „Prosument“ voraus. Je nachdem wie eng diese beiden Begriffe definiert werden, sind sie mehr oder weniger deckungsgleich. Unterschiede können beispielsweise durch die Definition des Akteurs, durch die Definition der räumlichen bzw. technischen Zusammenhänge oder durch die technische Eingrenzung der Einspeisungs- bzw. Verbrauchspunkte entstehen. Hinsichtlich des zeitlichen Zusammenhangs zwischen Erzeugung und Verbrauch gibt es sehr unterschiedliche Definitionen von Eigenverbrauch. Hingegen wird der Begriff „Prosument“ in der Regel ohne besondere Einschränkungen hinsichtlich des zeitlichen Zusammenhangs verwendet. Genauso wie bei dem Begriff „Prosument“ spielt bei „Eigenverbrauch“ die Größe des Akteurs keine Rolle.

⁷ Der Begriff „Bürgerenergie“ ist seit Jahren Bestandteil der energiepolitischen Debatte in Deutschland. In den meisten anderen Ländern ist diese Debatte viel weniger präsent und der Begriff in anderen Sprachen teilweise kaum existent. Auch in der deutschen Sprache und auf die deutsche Wirklichkeit bezogen lässt sich „Bürgerenergie“ nicht einfach definieren. In der Regel schließt die Definition der Bürgerenergie mindestens zwei oder alle drei der folgenden Aspekte ein: Akteursgruppe (z. B. Privatpersonen, Genossenschaften oder kleine Unternehmen), Regionalität (d. h. lokale Verankerung der Investoren und/oder der Projektentwickler) und Projektgröße (z. B. kleiner als eine bestimmte MW-Kapazität).

⁸ COM(2015) 339 final mit dem begleitenden Staff Working Document SWD (2015) 141 final „Best practices on Renewable Energy Self-Consumptions“

Die Behandlung der Begriffe bleibt jedoch diffus und vage, teilweise auch fachlich nicht ganz richtig, wie beispielsweise in folgender Passage: „Durch die Kombination von dezentraler Stromerzeugung und -speicherung und nachfrageseitiger Flexibilität können die Verbraucher außerdem (einen Teil) ihres Energiebedarfs selbst decken und managen und so ihre Energiekosten reduzieren – sie sind dann gleichzeitig Produzenten und Verbraucher“. Dieser Satz ist ein gutes Beispiel für die positive Sprache, aber auch für die Konfusion bei der Begriffsverwendung. In der Tat ist die benannte Kombination nicht nötig, damit die Verbraucher einen Teil ihres Energiebedarfs decken. Denn das können sie auch ohne nachfrageseitige Flexibilität und teilweise selbst ohne Stromspeicherung tun. Diese sind auch keine Voraussetzung, um Prosument zu sein. Prosument zu sein, führt auch nicht automatisch zu einer Reduktion der Energiekosten. Eine solche Reduktion hängt auch von vielen anderen (teilweise politisch bestimmten) Faktoren ab, wie die spezifischen Erzeugungskosten, die Netzentgelte, das Strommarktdesign, die Eigenverbrauchsregelungen, die EE-Fördersysteme etc.

Im Initiativbericht des Europäischen Parlaments vom Juni 2016 zu dem Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energiequellen“⁹ wird hingegen dem Thema „Bürger- und Gemeinschaftsenergie“ (citizen and community energy) ein ganzer Abschnitt gewidmet und eine hohe politische Priorität gegeben. Allerdings werden auch hier „Prosumenten“ und „Bürgerenergie“ teilweise undifferenziert behandelt. Zum Beispiel im ersten diesem Thema gewidmeten Artikel: „[Das Europäische Parlament] ist der Auffassung, dass lokale Gebietskörperschaften und Gemeinschaften, Haushalte und Privatpersonen das Rückgrat der Energiewende bilden und aktiv unterstützt werden sollten, damit sie gleichberechtigt mit anderen Akteuren auf dem Energiemarkt als Energieerzeuger und -versorger in Erscheinung treten können; fordert in diesem Zusammenhang eine umfassende gemeinsame Definition des Begriffs ‚Prosument‘ auf EU-Ebene“.

Die benannten Akteure sind jedoch nicht unbedingt Prosumenten. Freilich ist EU-weit die große Mehrheit von ihnen heute kein Prosument und viele werden es vermutlich nie werden. Wiederum würde die geforderte umfassende Definition des Begriffs „Prosument“ zwingend auch z. B. Industrieunternehmen, Eisenbahngesellschaften und viele andere Wirtschaftssubjekte einschließen, die auf dem Strommarkt als Energieerzeuger und -verbraucher in Erscheinung treten, aber nicht zu den im ersten Satz erwähnten Kategorien gehören.

Im EP-Initiativbericht wird folgende Definition von Prosumenten vorgeschlagen: „aktive Energieverbraucher wie Haushalte (sowohl Eigentümer als auch Mieter), Einrichtungen und kleine Unternehmen, die entweder alleine oder gemeinsam in Genossenschaften, anderen sozialen Gemeinschaften oder Verbänden Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen“.

Auch hier bleiben viele Fragen offen, wie beispielsweise: Was genau bedeutet „kleine Unternehmen“, „Einrichtungen“ und „andere soziale Gemeinschaften“? Wie könnten diese Begriffe rechtssicher und EU-rechtskonform in einer Richtlinie verankert werden? Würde der Fokus auf kleine Unternehmen nicht besser für eine Definition der Bürgerenergie passen als für eine Definition von Prosumenten? Warum sollte ein Großunternehmen, das eine große EE-Anlage im Zusammenhang mit einem industriellen Produktionsprozess betreibt, nicht als Prosument betrachtet werden?

Das Parlament hat demnach zwar eine umfassende Definition des Begriffs „Prosumenten“ (bzw. sinngemäß parallel dazu auch den Begriff „Bürgerenergie“ damit vermengt) gefordert, aber keine belastbare Definition vorgeschlagen.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Artikel 21 des Richtlinienentwurfs sieht vor, dass Mitgliedstaaten dafür verantwortlich sind, dass Eigenverbraucher die Möglichkeit haben, ihre Produktion selbst zu verbrauchen sowie Überschüsse unbürokratisch und ohne unangemessene Gebühren zu verkaufen. Haushalte mit einem

⁹ 2016/2041(INI)

Eigenverbrauch von mindestens bis zu 10 MWh und juristische Personen mit einem Eigenverbrauch von mindestens bis zu 500 MWh sollen nicht als Energielieferanten betrachtet werden. Eigenverbraucher, die ihren Strom in das Netz einspeisen, erhalten eine Vergütung, die dem Marktwert entspricht. Eigenverbraucher, „die in demselben Mehrfamilienhaus wohnen bzw. sich in denselben Gewerbestätten, Gebieten, in denen Leistungen gemeinsam genutzt werden, und geschlossenen Verteilernetzen befinden“, dürfen „gemeinsam in gleicher Weise wie ein individueller Eigenverbraucher erneuerbarer Energien am Eigenverbrauch teilhaben“.

Positiv zu bewerten ist, dass mit Artikel 21 erstmals ein rechtlicher Rahmen für den Eigenverbrauch auf EU-Ebene vorgeschlagen wird. Die Rechte von Prosumenten werden also gestärkt. Dies gilt vor allem für Mitgliedstaaten mit derzeit noch sehr restriktiven Politiken für EE-Eigenverbrauch.

Die Werte für die Nichteinstufung als Energielieferant sind Minimalanforderungen und können von einzelnen Mitgliedstaaten ambitionierter ausgestaltet werden. Zudem soll Eigenverbrauch in Mehrfamilienhäusern und ähnlichen Konstellationen ermöglicht werden. Auch der Betrieb und die Installation durch Dritte sollen EU-weit ermöglicht werden.

Kritisch ist hingegen die Vergütung des Überschussstroms von Prosumenten zu sehen. Der Vergütungssatz solle den Marktwert des eingespeisten Stroms reflektieren. Der Begriff „Marktwert“ ist zwar nicht klar definiert, aber damit wird in erster Linie der Großhandelspreis assoziiert. Wenn der von Prosumenten eingespeiste Strom nur auf dem Niveau der Großhandelspreise vergütet werden dürfte, wären die Prosumenten unter Umständen gegenüber anderen EE-Erzeugern, die eine höhere Vergütung erhalten, diskriminiert.

Derzeit wird der Überschussstrom in Deutschland oberhalb des Marktpreises vergütet (EEG-Vergütungssätze). Die Vergütung des Überschussstroms ist aus deutscher Sicht sehr relevant, da über diese Stellschraube auch implizit die Anlagengröße festgelegt wird. Bei einer relativ geringen Vergütung des Überschussstroms (z. B. in Höhe des Spotmarkt-Preises), besteht ein Anreiz, PV-Anlagen klein zu dimensionieren, um den Eigenverbrauch zu maximieren und die Einspeisung von Überschussstrom klein zu halten. Steht eine PV-Anlage einmal auf einem Dach, ist eine Ausweitung in den folgenden 20 Jahren sehr unwahrscheinlich. Aufgrund der Flächenrestriktion in Deutschland und noch mehr in Mitgliedstaaten mit einer dichteren Siedlungsstruktur ist es jedoch notwendig, die vorhandenen Dachflächen optimal auszunutzen, um die langfristigen EE-Zielsetzungen erreichen zu können.

Durch die dezentrale Erzeugung können zudem weitere Vorteile erreicht werden, welche die Wertigkeit des Stroms erhöhen. Beispielsweise können vor allem in städtischen Gebieten durch die dezentrale Bereitstellung des Überschussstroms oft Netzausbaukosten im Verteilnetz reduziert werden.

Die Definition der Bürgerenergie-Projekte des Artikels 22 entspricht weitgehend der deutschen Definition im Rahmen des EEG: Auch in Deutschland müssen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen.

Die Begrenzung bezüglich der installierten Kapazität („[...] die Gemeinschaft hat im jährlichen Mittel in den letzten fünf Jahren nicht mehr als 18 MW Kapazität für die Erzeugung von Elektrizität, Wärme und Kälte sowie Energie für den Verkehrssektor installiert.“) wurde wahrscheinlich in Anlehnung an die Limitierung der Bürgerwindkraftprojekte im Rahmen der Beihilfeleitlinien festgelegt. Hier wurden Sonderregelungen für Windparks mit bis zu 6 Turbinen festgeschrieben. Bei einer durchschnittlichen Kapazität von 3 MW je Turbine kommt man auf die genannten 18 MW.

Positiv zu bewerten ist die grundsätzliche politische Signalwirkung eines eigenen Artikels für Bürgerenergie im Rahmen der Richtlinie. Auch die explizite Nennung von Speichern kann für zukünftige Strommarktmodelle auf regionaler Ebene ein wichtiger Hebel werden.

Bewertung der Vorschriften zu Wärme und Kühlung

Bisherige Maßnahmen und Strategien

In der RED 2009 waren keine spezifischen Artikel über die Förderung der EE-Wärme und EE-Kühlung enthalten. In Vorbereitung auf die Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie hatte die Kommission im Februar 2016 eine „Strategie für die Wärme- und Kälteerzeugung“ vorgelegt.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Die Aufnahme eines gesonderten Artikels für Wärme und Verkehr im Vorschlag der Europäischen Kommission vom 30. November 2016 (Artikel 23) erklärt sich aus der Tatsache, dass die Europäische Kommission eine ausbalancierte Richtlinie vorlegen wollte, die alle drei Sektoren reguliert (Strom, Wärme/Kälte und Verkehr).

Positiv zu bewerten ist, dass dem Thema Wärme aus Erneuerbaren Energien ein eigener Artikel gewidmet wurde. Angesichts der Tatsache, dass rund 50 % der Energienachfrage in der EU mit der Wärmebereitstellung verbunden ist, besteht hier dringender Handlungsbedarf. Positiv ist auch, dass eine quantitative Steigerung des Anteils von EE-Wärme/-Kälte aufgenommen wurde. Allerdings sind die Formulierungen durchgehend weich und unverbindlich: „jeder Mitgliedstaat [ist] bestrebt“, „Die Mitgliedstaaten können [...] benennen und veröffentlichen“.

3.2.3 Untersuchung der Kernelemente des EU-Strommarktdesigns

Allgemeine Bewertung

Bisherige Maßnahmen und Strategien

Im Oktober 2014 hat sich der Rat auf die EU-Klima- und Energieziele für 2030 und auf die Schaffung eines voll funktionsfähigen und vernetzten Energiebinnenmarkts geeinigt. Darauf aufbauend hat die Kommission im Juli 2015 Arbeitsunterlagen zur „Einleitung des Prozesses der öffentlichen Konsultation zur Umgestaltung des Energiemarkts“, sowie eine Konsultationsgrundlage zur Risikovorbeugung im Bereich Stromversorgungssicherheit veröffentlicht. Auf dieser Grundlage wurden öffentliche Konsultationen durchgeführt, die u. a. die Revision der Strombinnenmarktrichtlinie einleiten.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Die Weiterentwicklung der wettbewerblichen Strommärkte, das Zusammenwachsen auf EU-regionaler Ebene, aber erstmals auch die dezentralen Chancen mittels der Beteiligung des Verbrauchers werden im Winterpaket der EU-Kommission mit den Vorschlägen für die Überarbeitung der Strommarktrichtlinie und für drei Verordnungen (Strommarkt, Stromversorgungssicherheit und ACER) adressiert.

Im Vergleich zu den bisherigen Rechtsakten zum Strommarkt ist die Bedeutung von Klima- und Umweltschutzziele gewachsen. Auch in vielen konkreten Regelungen kann festgestellt werden, dass der Strommarkt und das Strommarktdesign an die wachsenden Anteile an EE angepasst werden sollen. Bisher galt weitgehend das umgekehrte Prinzip.

Die Flexibilisierung des Stromsystems (Umsetzung von No-regret-Maßnahmen) wurde als Leitprinzip der Reform des EU-Strombinnenmarkts identifiziert, da sie eine Voraussetzung für einen hohen Anteil dargebotsabhängiger EE und damit wiederum für das Erreichen der EU-Klimaziele darstellt. Das Lastmanagement ist dabei in vielen Fällen sowohl wirtschaftlich wie auch aus Klimaschutzperspektive eine der günstigsten Flexibilitätsressourcen. Die Einbindung von privaten Investitionen soll vereinfacht werden, sodass über den Betrieb von privaten Erzeugungs- und Speichereinrichtungen die Entwicklung des klassischen Verbrauchers zum Prosumenten erleichtert wird. Die Fähigkeit der Endkunden zu

flexiblem Verbrauchsverhalten soll durch Aggregatoren vereinfacht gebündelt und an den Energiemärkten eingebunden werden.

Im Bereich des Großhandels und der Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten wird die Liberalisierung und Integration der Strommärkte (EU-Richtlinie von 1996 und dessen Novellierung 2003) konsequent fortgesetzt. Die EU-Kommission betrachtet dabei die Schaffung eines wettbewerblichen Marktumfeldes als eine geeignete Grundlage, um eine kostengünstige und sichere Energieversorgung zu gewähren. Freie Preisbildung am Großhandelsmarkt soll über Knappheitssignale Investitionen anreizen. Hierfür sollen bestehende Flexibilitätshemmnisse (No-regret-Maßnahmen) abgebaut werden, um ein grundsätzliches regulatorisches Eingreifen in den freien Markt möglichst zu verhindern. Die Leitprinzipien entsprechen weitgehend dem von der Bundesregierung zur Umsetzung der Energiewende favorisierten Strommarkt 2.0.

Um eine kohärentere Integration des Strommarkts und der Stromsysteme zu gewährleisten, strebt die EU-Kommission eine Stärkung der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) an. Neben der Integration des Energy-only-Markts mit seinen Regelleistungsmärkten sowie der Berechnung und Vorhaltung von angemessenen Ressourcen schlägt die EU-Kommission auch eine verstärkte Zusammenarbeit bei der Bewirtschaftung der Stromsysteme vor. Diese soll mit der Gründung von sogenannten überstaatlichen Regional Operation Centers (ROCs) umgesetzt werden, die in Zukunft weitreichende Entscheidungsbefugnisse erhalten würden, da sie Aufgaben übernehmen sollen, die bisher von den Übertragungsnetzbetreibern wahrgenommen wurden. Auch in diesen Bereichen bestehen divergierende Interessen unter den Mitgliedstaaten. Dabei spielen sowohl materielle Interessen nationaler Systembetreiber sowie der Erzeuger oder Großverbraucher (Industrie) als auch grundsätzliche Souveränitätsfragen eine wichtige Rolle. Insbesondere die von der EU-Kommission vorgeschlagenen ROCs werden von den Mitgliedstaaten und von Industrieverbänden stark kritisiert.

Den Verteilnetzbetreibern sollen neue Aufgaben zugeordnet werden, die eine lokale und professionelle Einbindung ermöglicht, u. a. der Lastflexibilität von Endkunden, von Speichern, Schaltungen oder Effizienzmaßnahmen. Zur Begleitung dieser neuen Rolle der Verteilnetzbetreiber und der damit verbundenen Herausforderungen und Risiken soll eine neue EU-Organisation der Verteilnetzbetreiber gegründet werden.

Untersuchungen zum Zuschnitt der Strompreiszonen

Bisherige Maßnahmen und Strategien

Die derzeitige Rechtslage für den Zuschnitt der Strompreiszonen beruht auf der sogenannten CACM-Verordnung (Capacity Allocation and Congestion Management)¹⁰, die die Kommission im Juli 2015 erlassen hat. Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schlagen den beteiligten Regulierungsbehörden die Methode und die Annahmen für die Analyse sowie mögliche Änderungen der Gebotszonenkonfiguration vor. Am Ende des Verfahrens „müssen die beteiligten Mitgliedstaaten oder, sofern die Mitgliedstaaten dies so bestimmt haben, die Regulierungsbehörden innerhalb von sechs Monaten eine Einigung hinsichtlich des Vorschlags zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration erzielen.“

In diesem Verfahren spielt die Kommission keine Rolle. ACER „prüft alle drei Jahre die Effizienz der aktuellen Gebotszonenkonfiguration“ und darf das Verfahren der Überprüfung einer bestehenden Gebotszonenkonfiguration einleiten, hat aber keine Entscheidungsbefugnis. Unter der derzeit gültigen CACM-Verordnung¹¹ verfügen die Regierungen der Mitgliedstaaten faktisch über ein Vetorecht bei der

¹⁰ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

¹¹ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement. (auf Englisch: Capacity Allocation and Congestion Management – CACM).

Konfiguration der Strompreiszonen. Die derzeit gültige CACM-Verordnung schweigt darüber, was passieren soll, wenn die beteiligten Mitgliedstaaten keine Einigung über die Gebotszonenkonfiguration erzielen.

Der Zuschnitt der Gebotszonen ist Thema langjähriger kontroverser Diskussionen zwischen Mitgliedstaaten, Interessengruppen und Experten. Er wird mit Einschnitten in die nationale Energiesouveränität verbunden. Dies wird insbesondere in großen Teilen der deutschen Politik und Industrie so gesehen. Die einheitliche Marktzone in Deutschland war schon Thema im Bundestag¹² und hat sogar Eingang in das Wahlprogramm der Unionsfraktionen gefunden.¹³

Ein Verfahren nach der CACM-Verordnung wurde auf Antrag der Visegrád-Staaten eingeleitet, die eine Überprüfung der bestehenden gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone (historisch bedingte Ausnahme im EU-Strommarkt) verlangt haben. Einige ost- und südosteuropäische Nachbarn bzw. ihre Übertragungsnetzbetreiber und Regulierungsbehörden argumentierten, dass die in den letzten Jahren häufiger und stärker aufgetretenen Stromflüsse von Norddeutschland über diese Staaten bis nach Österreich und Süddeutschland die Stabilität der Stromnetze dieser Staaten gefährden und sie zwingen, teure Maßnahmen zu ergreifen. Der Grund dafür liegt darin, dass Stromhandelsgeschäfte zwischen Deutschland und Österreich ohne Berücksichtigung von bestehenden Netzengpässen an der Grenze abgewickelt werden. Österreichische Händler kaufen häufig viel mehr Strom in Deutschland, als die grenzüberschreitenden Leitungen übertragen können. An anderen Außengrenzen gibt es eine Engpassbewirtschaftung, die dafür sorgt, dass der Stromhandel über die jeweilige Grenze auf die Mengen begrenzt wird, die über die Netze übertragen werden können.

Im Mai 2017 haben sich die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde auf eine Bewirtschaftung der Stromtransportkapazitäten an der deutsch-österreichischen Grenze ab Oktober 2018 geeinigt. Dadurch werden in Zukunft bestehende Netzengpässe an der deutsch-österreichischen Grenze berücksichtigt. Dies wird den Stromhandel nach Österreich eingrenzen, sobald die gehandelten Volumen die Transportkapazitäten an der Grenze übersteigen. Als Ergebnis werden die Netze von anderen Mitgliedstaaten nicht mehr so belastet wie heute.

Von der EU-Kommission vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Der Vorschlag, die Entscheidungsbefugnis über den Zuschnitt der Gebotszonen von der nationalen auf die EU-Ebene zu übertragen, stellt eine der wichtigsten Elemente des „Winterpakets“ im Bereich Strommarktdesign dar. In Zukunft soll ACER „die im Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonen verwendeten Methoden und Annahmen sowie die in Betracht gezogenen alternativen Gebotszonenkonfigurationen“ genehmigen und könnte deren Änderung verlangen. Am Ende des Verfahrens legen die Übertragungsnetzbetreiber der Kommission einen Vorschlag vor, auf dessen Grundlage die Kommission „einen Beschluss über die Änderung oder Beibehaltung der Gebotszonenkonfiguration“ erlässt. Darüber hinaus werden enge normative Prinzipien über die korrekte Konfiguration der Preiszonen eingeführt: „Den Gebotszonengrenzen müssen langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen, die Gebotszonen selbst dürfen keine Engpässe enthalten. Die Gebotszonen in der Union müssen so konfiguriert sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz gewährleistet ist [...]“.

Laut der vorgeschlagenen Stromverordnung wäre der Einfluss der Mitgliedstaaten viel geringer und indirekt: Immerhin werden die Entscheidungen des ACER im Regulierungsrat getroffen, der aus Vertretern der Regulierungsbehörde der Mitgliedstaaten besteht.

¹² <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/117/1811777.pdf>.

¹³ https://www.cdu.de/system/tuf/media/dokumente/170703regierungsprogramm2017.pdf?file=1&type=field_collection_item&id=9932.

Die kurz- und langfristigen Folgen einer Aufteilung der deutschen Preiszone sind unter Fachleuten umstritten. Über folgende kurzfristigen Effekte besteht grundsätzlich Konsens:

- Im Rahmen der EU-weiten Marktkopplung würden sich die Preise der zwei Zonen in Zeiten ohne Netzengpässe angleichen.
- In Zeiten von Engpässen wären die Stromgroßhandelspreise in Norddeutschland durchschnittlich höher als in Süddeutschland.
- Kurzfristig würden damit Preisvorteile für die Verbraucher in Norddeutschland und für die Erzeuger in Süddeutschland entstehen; umgekehrt würden Preisnachteile für die Erzeuger im Norden und für die Verbraucher im Süden entstehen.
- Unmittelbar betroffen wären nur die Erzeuger und Verbraucher, die den Großhandelspreisen direkt ausgesetzt sind, d. h. die großen Verbraucher, die direkt an der Strombörse kaufen, und die Erzeuger, die ihren Strom direkt vermarkten.
- Mittelbar wären wohl auch alle anderen Verbraucher betroffen, denn ihre Versorger müssten die gestiegenen bzw. reduzierten Anschaffungspreise weitergeben¹⁴.
- Die Erzeuger, die eine garantierte Einspeisevergütung erhalten (altes EEG, aktuell nur noch kleine Anlagen), würden den Unterschied nicht merken. Dementsprechend würden die Kosten der EEG-Vergütung für Bestandsanlagen mit garantierter Einspeisevergütung steigen, wenn sich die Anlagen in Norddeutschland befinden, wo der Unterschied zwischen garantierter Vergütung und Großhandelspreis tendenziell steigen würde. Umgekehrt würden die Kosten der EEG-Vergütung für Bestandsanlagen in Süddeutschland tendenziell sinken.
- Die über die Netzentgelte von den Stromverbrauchern getragenen Redispatchkosten würden (vermutlich drastisch) sinken, aber nicht verschwinden. Denn in kleinerem Umfang würden Engpässe auch innerhalb der zwei Preiszonen bestehen.

Im Allgemeinen betonen die Befürworter größerer Preiszonen folgende Argumente:

- Liquidere Märkte, weniger anfällig für Marktmacht;
- Niedrigere Preise zugunsten aller Verbraucher;
- Hohe Redispatch-Kosten signalisieren einen Netzausbaubedarf, der über zentrale Instanzen geplant und umgesetzt werden kann;
- Kleine Gebotszonen nehmen den Druck vom Netzausbau. Die Energie würde lokal erzeugt anstatt auf Stromaustausch zu setzen.

Die Befürworter kleinerer Preiszonen betonen hingegen folgende Vorteile:

- Die derzeitigen Preiszonen in Europa wurden meistens nach politischen Grenzen ausgerichtet und stimmen mit der tatsächlichen Knappheit nicht überein.
- Räumlich differenziertere Preissignale schaffen richtige Anreize für alle beteiligten Akteure und Ressourcen:
 - Erneuerbare und fossile Erzeugungskapazitäten werden dort gebaut bzw. betrieben, wo sie mehr benötigt werden.
 - Lastmanagement und andere lokale Flexibilitätsoptionen werden dort angereizt, wo sie benötigt werden.
 - Langfristig können Investoren neue Verbrauchsanlagen planen und sich dabei an realistischeren Strompreisen orientieren.
 - Die Preisunterschiede zwischen Preiszonen ermöglichen eine objektivere Quantifizierung des Werts von Netzausbauprojekten.
 - Die Redispatch-Kosten sinken.

¹⁴ Die EEG-Umlagen könnten so umgestaltet werden, dass dieser Effekt für die EEG-umlagepflichtigen Verbraucher abgemildert oder ganz ausgeglichen wird; siehe unten mehr über diese Hypothese.

- Im Laufe der Energiewende steigt tendenziell die Bedeutung aller oben genannten Argumente.
- Kleinere Preiszonen ermöglichen eine engere und effizientere Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und Regulierungsbehörden.
- In Marktwirtschaften sind regionale Preisunterschiede für viele essenzielle Wirtschaftsgüter, einschließlich wichtiger Produktionsfaktoren wie Arbeit und Gebäude, völlig normal.

Bewertung der Vorschläge der EU-Kommission zu Kapazitätsmechanismen

Artikel 23 des Strommarktordnungsvorschlags legt die Bedingungen fest, unter denen die Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen anwenden dürfen. Neben dem allgemeinen beihilferechtlichen Vorbehalt, dem Prinzip der minimalen Marktverzerrung und der Pflicht, die elektrisch verbundenen Mitgliedstaaten zu konsultieren, wurde von der EU-Kommission auch ein Emissionsstandard (550 g CO₂/kWh) für Kraftwerke in die Vorschläge aufgenommen, deren endgültige Investitionsentscheidung nach dem Inkrafttreten der Stromverordnung getroffen wird. Bestandsanlagen und Anlagen, für die eine endgültige Investitionsentscheidung vor dem Inkrafttreten getroffen wurde, dürfen fünf Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung nicht mehr in Kapazitätsmechanismen einbezogen werden, wenn ihre Emissionen 550 g CO₂/kWh oder mehr betragen. Das würde Kohlekraftwerke ohne Kohlenstoffabscheidung (Carbon Capture and Storage – CCS) von Kapazitätsmärkten ausschließen. Der Emissionsstandard steht allerdings unter starkem Druck einiger Mitgliedstaaten, insbesondere Polen. Seine Aufrechterhaltung würde erhebliche Anstrengungen voraussetzen.

Der vorgeschlagene Emissionsstandard von 550 g CO₂/kWh entspricht dem von der Europäischen Investitionsbank (EIB) praktizierten Emission Performance Standard, der als Bedingung für die Finanzierung von Kraftwerken gilt. Erheblich unter 550 g CO₂/kWh emittieren in der Regel alle Erneuerbaren ggf. mit Ausnahme von Biomasse¹⁵, Kernkraftwerke, moderne CCGT (Gas- und Dampfturbinenkraftwerke), moderne OCGT (Gasturbinen mit offenem Kreislauf) sowie fossile Kraftwerke mit einem hinreichenden Anteil an CO₂-Speicherung.

Teilweise deutlich mehr als 550 g CO₂/kWh emittieren alle Kohlekraftwerke ohne CCS, ohne KWK und ohne Biomasse-Ko-Feuerung sowie alte, ineffiziente Gas- und Ölkraftwerke. Bezogen auf den Stromverbrauch lag beispielsweise in Deutschland der Emissionsfaktor im Jahr 2014 bei 899 g CO₂/kWh für die Steinkohleverstromung und bei 1.158 g CO₂/kWh für die Braunkohle, in beiden Fällen ohne Berücksichtigung des eventuellen CO₂-Bonus bei KWK-Anlagen (UBA 2016).

Dies sind durchschnittliche empirische Werte für Deutschland. Die tatsächliche Emissionsintensität variiert unter anderem in Abhängigkeit von der Effizienz des Kraftwerks, der Brennstoffqualität, den Wetterbedingungen und den Betriebsbedingungen (z. B. abhängig davon, ob ein Kraftwerk gerade gestartet wurde).

Laut Artikel 23 könnten Kraftwerke, für die eine endgültige Investitionsentscheidung nach dem Inkrafttreten der Stromverordnung getroffen wird, nur bei Erfüllung des Emissionsstandards an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen. Bestandsanlagen oder Anlagen, für die eine endgültige Investitionsentscheidung vor dem Inkrafttreten der Verordnung getroffen wurde, dürfen fünf Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung nicht mehr an Kapazitätsmechanismen teilnehmen, wenn sie die Emissionsstandards nicht erfüllen. Insbesondere in Polen, wo ein Großteil des Kohlekraftwerksbestands in absehbarer Zeit ersetzt werden muss, wären viele Neubauprojekte

¹⁵ Bei der Verbrennung von Biomasse werden erhebliche Mengen CO₂ emittiert. Bei nachwachsenden Brennstoffen werden die Emissionen durch den natürlichen Biomassekreislauf größtenteils kompensiert. Deshalb werden Biomassekraftwerke oftmals von EPS-Systemen ausgenommen (allerdings nicht im jetzigen Text der Strommarktverordnung). Ob die Brennstoffe tatsächlich nachhaltig sind und wie die Gesamtlebenszyklusbilanz tatsächlich ausfällt, sei hier dahingestellt.

betroffen. Auch deutsche Firmen wie Uniper (vormals E.ON) haben sich deutlich dagegen geäußert (Renssen 2017).

Auch die vorgesehene fünfjährige Frist für Bestandsanlagen ist potenziell umstritten. Die Möglichkeit der zeitlich begrenzten Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus könnte ein wichtiges, in manchen Fällen eventuell entscheidendes Kriterium für den Weiterbetrieb einiger Bestandskohlekraftwerke sein. Dabei ist zu beachten, dass eine eventuelle Verlängerung der fünfjährigen Frist für den Bestand sich auf viel mehr Kraftwerke als die Einführung einer Frist für den Neubau auswirken würde.

Auswertung der Vorschläge zu Dispatch und Redispatch

Die Markteinbindung von EE-Anlagen wird im Strommarktpaket ebenfalls adressiert. Grundsätzlich sollen laut Artikel 11 das Dispatch (Kraftwerkseinsatzplanung) sowie die Laststeuerung nichtdiskriminierend sein und marktorientiert erfolgen. Bestandschutz soll gewährt werden.

Das sogenannte Priority Dispatch, also der vorrangige Einsatz einer bestimmten Erzeugungstechnologie, soll für Neuanlagen (EE oder „hocheffiziente Kraft-Wärme Kopplung – KWK“) und „Demonstrationsprojekte innovativer Technologien“ ab 500 kW (ab 2026: 250 kW) abgeschafft werden. Dadurch wäre es denkbar, dass auch CCS oder neue Kernkraftwerke vorrangiges Dispatch genießen, wenn sie als „Demonstrationsprojekte innovativer Technologien“ deklariert werden.

Wenn die Gesamtkapazität der Erzeugungsanlagen, für die ein vorrangiges Dispatch erfolgt, höher als 15 % der gesamten installierten Erzeugungskapazität in einem Mitgliedstaat ist, halbiert sich die Grenze für das Priority Dispatch auf 250 kW bis 2026 und auf 125 kW ab 2026.

EE- und KWK-Anlagen, die unter vorrangigem Dispatch in Betrieb genommen wurden, genießen den Bestandschutz. Das vorrangige Dispatch wird jedoch eingeschränkt, wenn es den sicheren Systembetrieb gefährdet. Zudem muss das vorrangige Dispatch auf Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien erfolgen und es darf nicht als Rechtfertigung für Einschränkungen der grenzüberschreitenden Kapazitäten über das nach Artikel 14 vorgesehene Maß hinaus dienen.

Das Redispatch – also die Anpassung der Leistungseinspeisung mit dem Ziel, Überlastungen zu beseitigen oder zu vermeiden – erfolgt laut Artikel 12 „auf der Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien“ und „unter Nutzung marktbasierter Mechanismen“. Erzeuger und Verbraucher sollen Angebote für Einschränkung oder Redispatch einreichen (dürfen), und bei erfolgtem Redispatch finanziell vergütet werden. Wie dieser „Redispatchmarkt“ (dieser Terminus steht nicht in der Strommarktverordnung, wird aber in der einschlägigen Debatte oft genutzt) im Detail funktionieren soll und welche Auswirkungen er auf die anderen Strommärkte (insbesondere Day-Ahead und Intra-Day, aber ggf. auch auf die Märkte für Regelernergie oder für Systemdienstleistungen) haben könnte, ist eine komplexe Frage, über die bisher keine Literatur vorliegt. Vermutlich würde jeder Erzeuger (auch EE) und Verbraucher Gebote einreichen können, in denen ein €/MWh-Preis für die freiwillige Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen benannt wird.

Nicht marktbasiertes Redispatch darf nur dann zum Einsatz kommen, wenn marktbasierte Alternativen nicht verfügbar sind, wenn alle verfügbaren marktbasierten Ressourcen eingesetzt wurden oder wenn die Zahl der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen in dem relevanten Gebiet zu klein ist, um einen wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten. Bei nicht marktbasiertem, abwärts gerichtetem Redispatch (wenn also die Anlagen weniger erzeugen dürfen als das Marktergebnis erfordern würde) sieht Artikel 12 eine eindeutige Reihenfolge vor. Redispatch darf bei EE-Anlagen und KWK-Anlagen nur dann angewandt werden, wenn es „keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit gefährden würden“. In solchen Fällen dürfen EE-Anlagen erst als Letzte (also nach den KWK-Anlagen) vom Redispatch betroffen werden. Einen noch stärkeren Schutz genießt allerdings der „nicht in das Übertragungs- oder Verteilnetz eingespeiste selbst erzeugte Strom“ aus EE- oder hocheffizienten KWK-Anlagen. Dieser Strom darf nicht eingeschränkt werden, es sei denn, es gibt keine andere Möglichkeit zur Lösung von

Netzsicherheitsproblemen. Es müsste geprüft werden, ob diese Klausel Kohle-KWK in Industrieanlagen stärker schützt als EE-Anlagen ohne Eigenverbrauch.

Die Kompensationszahlungen für die Anlagen, die von einer nicht marktbasieren Einschränkung oder von einem nicht marktbasieren, abwärts gerichteten Redispatch betroffen wurden, betragen 90 % der Nettoeinnahmen (einschließlich EE- oder KWK-Förderung), die die Anlage ohne die Aufforderung zur Einschränkung oder zum nicht marktbasieren Redispatch erzielt hätte. Wenn die Priorisierung in der derzeitigen Form aufrechterhalten wird, erscheinen diese Kompensationszahlungen auch für EE relevant, denn diese wären nur in relativ seltenen Fällen betroffen.

3.2.4 Bewertung der zentralen Instrumente der Energieeffizienz- und Gebäudeeffizienzrichtlinie

Bisherige Maßnahmen und Strategien

Die Bedeutung von Energieeffizienz in der EU-Klima- und Energiepolitik hat in den letzten Jahren stetig zugenommen, vor allem mit dem Ziel, die Energiesicherheit zu verbessern und Energiekosten und CO₂-Emissionen zu senken. Mit der Energieeffizienzrichtlinie von 2012 und dem EU-weiten Energieeffizienzziel von 20 % bis 2020 wurde zum ersten Mal ein übergeordneter rechtlicher Rahmen aufgestellt. Von EU-Seite werden Finanzierungsinstrumente und Standards setzende Maßnahmen bereitgestellt (Ökodesign- und Gebäudeeffizienzrichtlinien, CO₂-Ziele für die Fahrzeugflotte); die Mitgliedstaaten setzen sich nationale Ziele und ergreifen strategische Maßnahmen, um die jährliche 1,5-%-Energieeffizienzverpflichtung zu erreichen.

Die Gebäudeeffizienzrichtlinie von 2010 legt Mindestanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden fest und stellt einen anspruchsvollen „Niedrigstenergiegebäude“-Standard für alle Neubauten auf.

Seit 2005 fällt der EU-weite Energieverbrauch trotz Wirtschaftswachstum.¹⁶ Die Kommission geht davon aus, dass die 2020-Ziele erreicht werden, vor allem aufgrund der Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen.¹⁷ Die International Energy Agency (IEA) bestätigt dies.¹⁸ Energieeinsparungen tragen erheblich zur Energieversorgung bei (Energieeffizienz wird als „First Fuel“).¹⁹ Die Mehrheit der EU-Länder berichtet über eine signifikante Steigerung der Aktivitäten und das Erreichen der jährlichen 1,5-%-Energieeffizienzverpflichtung.²⁰

Die Umsetzung der Effizienz- und Gebäudeeffizienzrichtlinien in den Mitgliedstaaten ist jedoch nicht immer zufriedenstellend. Ausnahmetatbestände werden häufig zum Regelfall, und Maßnahmen sind nicht immer zielscharf auf Effizienzsteigerung ausgerichtet. Die kostengünstigen Einsparpotenziale²¹ (rund 30 % für 2020 und 40 % für 2030) werden nicht erreicht.

Die Kommission räumt dem Thema Energieeffizienz hohe Priorität ein. Das wird durch den inhaltlichen Fokus der Entscheidungen der Kommission im Zusammenhang mit Vertragsverletzungen im Energiebereich ersichtlich: Seit einschließlich 2014 bezog sich über die Hälfte solcher Entscheidungen

¹⁶ Santini, M (2016). The Energy Efficiency Directive: EU framework, national choices, local benefits. Stefan Scheuer Consulting.

¹⁷ Europäische Kommission (2017). Towards reaching the 20 % energy efficiency target for 2020, and beyond http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-17-162_en.htm.

¹⁸ IEA (2016). Energy Efficiency Market Report https://www.iea.org/eemr16/files/medium-term-energy-efficiency-2016_WEB.PDF

¹⁹ IEA (2013): Energy Efficiency Market Report 2013; Hidden fuel - first fuel.

²⁰ Scheuer (2017). Energy savings under Article 7 of the Energy Efficiency Directive, Analysis of national progress reports and positions.

²¹ Fraunhofer ISI, PWC and TU Wien (2014). Study evaluating the current energy efficiency policy framework in the EU and providing orientation on policy options for realising the cost-effective energy efficiency/saving potential until 2020 and beyond.

auf die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie und der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Betroffen waren insgesamt 25 Mitgliedstaaten, einschließlich Deutschland. 2015 veröffentlichte die Kommission einen Fortschrittsbericht zur Umsetzung der derzeitigen Effizienzrichtlinie.

Die Debatte über die anstehende Novellierung der Energieeffizienzrichtlinie sowie der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden wurde schon im Juli 2014 mit der Mitteilung der Kommission „Energieeffizienzpolitik und ihr Beitrag zur Energieversorgungssicherheit und zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ eingeleitet. Zwischen 2015 und 2016 wurden öffentliche Konsultationen zur Revision der Energieeffizienzrichtlinie sowie zur Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden durchgeführt.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Bei der Überarbeitung der Energieeffizienzrichtlinie schlägt die EU-Kommission eine Anhebung des 2030-Ziels von 27 % auf 30 % vor. Das EnEff-Ziel soll verbindlich werden (Schlussfolgerungen des Europäischen Rates von Oktober 2014: unverbindliches Ziel von mindestens 27 %). Die Kommission begründet die Anhebung vor allem mit den Kosteneinsparungen beim Erreichen des EU-Klimaziels gegenüber dem 27%-Ziel sowie positiven Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt. Die Folgenabschätzung und zugrunde liegenden Energiemodelle sind dabei sehr konservativ und wurden von Experten und Interessenvertretern im Vorfeld kritisiert²². Die 1,5-prozentige Energieeffizienzverpflichtung wird mit Vorgaben zur besseren Kontrolle der Umsetzung weitestgehend unverändert bis 2030 verlängert. Die Gebäudeeffizienzrichtlinie wird technisch überarbeitet. Ferner wird eine Mindestanforderung für die Errichtung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge vorgeschlagen.

Die ehrgeizige Überarbeitung der Energieeffizienz- und Gebäudeeffizienzrichtlinien schafft die Grundlage für die Anwendung des „Efficiency First“-Prinzips und ist unabdingbar, um die Klimaziele von Paris zu verwirklichen.

3.2.5 Auswertung des Konzepts „Efficiency First“ und seiner Verankerung

Bisherige Maßnahmen und Strategien

Bisher ist der Begriff „Efficiency First“ noch nicht einheitlich definiert und wird daher teilweise unterschiedlich ausgelegt. Mit „Efficiency First“ soll Energieeffizienz nicht nur in den traditionellen Bereichen implementiert werden, sondern auch in Bereichen, in denen Energieeffizienz bislang kaum einen Eingang gefunden hat. In verschiedenen Studien und Thesenpapieren wurden auf europäischer Ebene Vorschläge entwickelt, wie das Prinzip „Efficiency First“ als Leitplanke europäischer Energiepolitik Anwendung finden kann. Im Rahmen der Debatte über die Energieunion und insgesamt über die Energiepolitik der EU haben hochrangige Vertreter der Europäischen Kommission – insbesondere der Kommissions-Vizepräsident Maroš Šefčovič – in vielen Erklärungen das Prinzip „Efficiency First“ immer wieder erwähnt und betont.

Vorgeschlagene Instrumente und Maßnahmen

Die EU-Kommission hat „Efficiency First“ als einen wichtigen Baustein der künftigen Energiepolitik im Winterpaket deklariert. Der erste Satz des Vorschlags zur Novellierung der Energieeffizienzrichtlinie lautet: „«Energieeffizienz an erster Stelle» ist das zentrale Leitmotiv der Energieunion“. Im zweiten Abschnitt des Begründungstexts wird das allgemeine Prinzip nochmals wiederholt: „Energieeffizienz

²² ECOFYS und Coalition for Energy Savings (2017). Critical review of the European Commission assessment for the Clean Energy For All Europeans package. Towards a cost benefit analysis. Siehe auch BPIE 2015; ECEEE 2015; ECOFYS 2015.

und der Grundsatz ‚«Energieeffizienz an erster Stelle»‘ sind das Kernstück der Strategie für die Energieunion.“

Im eigentlichen legislativen Text des EnEff-Richtlinienvorschlags erscheint der Begriff «Energieeffizienz an erster Stelle» aber nur einmal im Erwägungstext: „Bei der Festlegung neuer Bestimmungen für die Angebotsseite und für weitere Politikbereiche sollte der Grundsatz «Energieeffizienz an erster Stelle» Berücksichtigung finden. Die Kommission sollte dafür sorgen, dass Energieeffizienz und die nachfrageseitige Steuerung einen ebenso hohen Stellenwert wie die Erzeugungskapazität erhalten. Energieeffizienzaspekte müssen bei allen für das Energiesystem relevanten Planungs- oder Finanzierungsentscheidungen berücksichtigt werden. Zudem müssen Energieeffizienzverbesserungen immer dann umgesetzt werden, wenn sie kosteneffizienter sind als gleichwertige angebotsseitige Lösungen.“

Ähnliches gilt auch für die Vorschläge für die Novellierung der Strommarktrichtlinie und der Strommarktverordnung: Der Ausdruck «Energieeffizienz an erster Stelle» wird nur in den jeweiligen Begründungstexten erwähnt.

Bei der Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit („Angemessenheit der Ressourcen“) müssen die Mitgliedstaaten „die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen, die Aktivierung von Knappheitspreisen und den Ausbau von Netzverbünden, Energiespeicherung, lastseitigen Maßnahmen und Energieeffizienz“ in Betracht ziehen.

Bei der Gestaltung der Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ignoriert die Stromverordnung faktisch die Energieeffizienz, die in den Artikeln über die Kapazitätsmechanismen (Art. 21-24) nicht einmal erwähnt wird. Obwohl in den Begründungstexten die «Energieeffizienz an erster Stelle» immer wieder erwähnt wird, fehlt, wenn es konkret wird, die klare Aussage, dass Energieeffizienzressourcen und Laststeuerung gleichberechtigt mit angebotsseitigen Ressourcen an den Kapazitätsmechanismen teilnehmen dürfen.

Auch hinsichtlich der Netzplanung ist die Behandlung der Energieeffizienz unbefriedigend und nicht mit dem erklärten Prinzip «Energieeffizienz an erster Stelle» kompatibel. Laut Artikel 32 der Strommarktrichtlinie müssen die Mitgliedstaaten rechtliche Rahmenbedingungen schaffen, die „den Verteilnetzbetreibern insbesondere ermöglichen, Dienstleistungsverträge in den Bereichen dezentrale Erzeugung, Speicherung oder Laststeuerung zu vergeben und Maßnahmen zur Energieeffizienz in Betracht zu ziehen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte [...]“. Laut Artikel 16 der Strommarktverordnung „[müssen] die Regulierungsbehörden Anreize schaffen, damit die Verteilnetzbetreiber [...] in den Verteilnetzen innovative Lösungen integrieren. Zu diesem Zweck erkennen die Regulierungsbehörden alle relevanten Kosten an und berücksichtigen sie in den Verteilungstarifen; außerdem führen sie Leistungsziele ein, um den Verteilnetzbetreibern Anreize zur Steigerung der Effizienz einschließlich der Energieeffizienz in ihren Netzen zu bieten.“

Auch in diesem Fall stellen diese neuen Rechtsvorschriften einen wichtigen Schritt in die richtige Richtung dar. Wenn die Mitgliedstaaten und letztendlich die Verteilnetzbetreiber diese Vorschriften proaktiv und entschlossen umsetzen, können starke Anreize für Investitionen in Energieeffizienz bzw. Laststeuerung entstehen. Die Berücksichtigung der Energieeffizienz wird ermöglicht. Gegen Verteilnetzausbaupläne, die Energieeffizienzmaßnahmen verhindern, kann geklagt werden. Insgesamt sind diese Vorschläge aber noch weit von einer wortgetreuen Umsetzung des Prinzips «Energieeffizienz an erster Stelle» entfernt.

Außerdem ist die Bedeutung der Formulierung „zur Steigerung der Effizienz einschließlich der Energieeffizienz in ihren Netzen“ nicht eindeutig. Eine reduktive Interpretation könnte die Anreize auf die Verbesserung der Energieeffizienz der Netzinfrastruktur (Kabel, Umspannwerke etc.) beschränken. Eine explizite Erwähnung der nachfrageseitigen Energieeinsparung wäre an dieser Stelle vorzuziehen, um sicherzustellen, dass Energieeinsparmaßnahmen der Endverbraucher

berücksichtigt werden. Die Etablierung des Leitprinzips „Efficiency First“ birgt großes Potenzial im Sinne des Klimaschutzes: Es liefert die Chance, die Erkennung und die Berücksichtigung des Werts der nachfrageseitigen Ressourcen als zusätzliches, neues Leitprinzip des Strommarktdesigns, der Regulierung und der Infrastrukturplanung auf EU-Ebene zu verankern.

3.3 Finanzierungsmechanismen

3.3.1 Bewertung der Ausgestaltung und des Erfolges von NER300

Untersuchung des allgemeinen Rahmens

NER300 ist ein Programm zur Förderung von Demonstrationsprojekten für innovative Technologien im Bereich CCS und EE. Die NER300-Fazilität wurde durch die Novellierung der EHS-Richtlinie (2009/29/EG) eingeführt. Die novellierte EHS-Richtlinie legt fest, dass die Erlöse aus dem Verkauf von 300 Millionen EHS-Zertifikaten zur Verfügung gestellt werden, um den Bau und Betrieb von bis zu 12 kommerziellen Demonstrationsprojekten für CCS sowie Demonstrationsprojekte für innovative Technologien für EE zu fördern. Die Förderung im NER300 wird erst ausgezahlt, wenn das Projekt umgesetzt ist.

Die novellierte EHS-Richtlinie definierte den allgemeinen Rahmen für die Umsetzung der NER300-Fazilität, und insbesondere folgende Prinzipien:

- Förderung von Projekten in „geografisch ausgewogenen Standorten“;
- Entwicklung „eines breiten Spektrums an Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung“;
- Entwicklung „von kommerziell noch nicht lebensfähigen innovativen Technologien für EE“ (eine deutlich strengere Formulierung als bei CCS);
- Die Anlagenbetreiber sollen „erhebliche Mittel zur Kofinanzierung“ bereitstellen.
- Die Projekte können von den Mitgliedstaaten und durch andere EU-Instrumente kofinanziert werden.
- Obergrenze: Ein einzelnes Projekt darf höchstens 15 % der gesamten NER300-Mittel erhalten.
- Definition von Auswahlkriterien und weitere Umsetzungsregeln im Komitologieverfahren.

Anderthalb Jahre später wurden in der Entscheidung 2010/670/EU und in weiteren Dokumenten²³ die detaillierten Umsetzungsregeln definiert. Folgende Aspekte sind besonders zu beachten:

- Obergrenze des EU-Kofinanzierungsanteils (durch NER+EEPR) von 50 % der Projektkosten
- CCS-Projekte werden in vier Kategorien unterschieden, EE-Projekte in acht Kategorien (z. B. Windkraft) und 34 Unterkategorien (z. B. schwimmende Offshore-Windkraftsysteme mit einer Nennkapazität von 25 MW).
- Zu finanzieren sind acht CCS-Projekte sowie ein Projekt in jeder der 34 EE-Unterkategorien. Wenn die Mittelausstattung es erlaubt, können zusätzliche Projekte gefördert werden, wobei auf die Ausgewogenheit von CCS und EE zu achten ist.
- Die Kommission führt zwei an die Mitgliedstaaten gerichteten Aufforderungen zur Einreichung von Vorschlägen aus. Dabei wirken die Mitgliedstaaten als erste Filter: sie prüfen die Anträge von den Projektentwicklern und unterbreiten der EIB die gültigen Anträge. Die EIB führt eine finanzielle und technische Due Diligence aus.

²³ Insbesondere: European Commission: Procedures manual for the technical and financial Due Diligence assessment under the NER 300 process, 28.5.2013.

- „Die Projekte werden nach steigenden Kosten je Leistungseinheit geordnet. CCS-Projekte bilden eine einzige Gruppe. RES-Projekte werden innerhalb jeder der Unterkategorien [...] geordnet“ [Art. 8(2), 2010/670/EU]. Die Kosten per Leistungseinheit (CPUP) werden bei CCS-Projekten auf Grundlage der in den ersten zehn Betriebsjahren gespeicherten CO₂-Menge berechnet. Bei EE-Projekten werden die Kosten per Leistungseinheit auf der Grundlage der in den ersten fünf Betriebsjahren erzeugten Energie berechnet.
- Die zu fördernden Projekte werden dann durch ein komplexes und teilweise undurchsichtiges Verfahren ausgewählt, das u. a. die Kosten per Leistungseinheit, die Ausgewogenheit zwischen Unterkategorien, Kategorien und Gruppen (CCS-Gruppe und EE-Gruppe) sowie die Ausgewogenheit zwischen den Mitgliedstaaten berücksichtigt.

Analyse der Regeln zur geografischen Ausgewogenheit

Die 2009 geänderte ETS-Richtlinie setzt das Prinzip der geografischen Ausgewogenheit fest, lässt aber alle Fragen bezüglich seiner Umsetzung offen. Der Umsetzungsbeschluss der Kommission von 2010²⁴ legte die Kriterien und Verfahren für die Umsetzung des NER300-Programms ausführlich fest.

Erwägungsgrund 7 weist auf das Prinzip der geografischen Ausgewogenheit hin, um zu begründen, warum die Auswahl der Projekte auf EU-Ebene und nicht mit einzelstaatlichen Auswahl- und Finanzierungsverfahren erfolgen soll.

Erwägungsgrund 11 des Beschlusses 2010/670/EU sieht vor, dass „zur Gewährleistung der geografischen Ausgewogenheit mindestens eines und nicht mehr als drei Projekte in jedem Mitgliedstaat gefördert werden (sollten). Dieses Kriterium darf jedoch nicht dazu führen, dass Projekte, die im Hoheitsgebiet mehrerer Mitgliedstaaten durchgeführt werden sollen, gerade deswegen eingeschränkt werden.“

Die Min1-Max3-Regeln sind erst nach Abschluss folgender Verfahrensschritte anzuwenden:

- Veröffentlichung der Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen;
- Einreichung der Vorschläge durch die Projektentwickler bei den Mitgliedstaaten, in denen die Projekte durchgeführt werden sollten;
- Prüfung durch die Mitgliedstaaten, ob die eingereichten Projektvorschläge die Förderkriterien erfüllen;
- Entscheidung der Mitgliedstaaten, ob sie die eingereichten Projektvorschläge „unterstützen“. Dadurch entstand die Möglichkeit von strategischem Verhalten für die Mitgliedstaaten.²⁵
- Die Mitgliedstaaten unterbreiten der EIB die Projektvorschläge der von ihnen unterstützten Projekte.
- Die EIB führt eine finanzielle und technische Due Diligence durch.
- Auf dieser Grundlage erteilt die EIB der Kommission Empfehlungen hinsichtlich der Förderungsbeschlüsse.

²⁴ Kommission vom 3.11.2010 (2010/670/EU) über Kriterien und Maßnahmen für die Finanzierung von kommerziellen Demonstrationsprojekten, die auf eine umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ abzielen sowie von Demonstrationsprojekten für innovative Technologien für Erneuerbare Energien im Rahmen des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

²⁵ Art. 5(3) des Beschlusses 2010/670/EU: „Die MS prüfen, ob ein Projekt die Förderkriterien nach Artikel 6 erfüllt. Ist dies der Fall und unterstützt der MS das Projekt, so unterbreitet dieser MS der EIB den Vorschlag und unterrichtet die Kommission hierüber.“ Folglich durfte ein MS Projekten, die die Förderkriterien erfüllten, seine Unterstützung verweigern. Der Beschluss 2010/670/EU ermöglicht den MS prinzipiell die Bevorzugung bestimmter Projekte gegenüber anderen, ohne Kriterien dafür zu definieren. Möglicherweise unterliegen die nationalen Regierungen bei der Ausübung ihres Ermessensspielraums allgemeinen nationalen oder EU-weiten rechtlichen Einschränkungen oder Rechtfertigungszwängen. Davon abgesehen kann der durch Art. 5(3) geschaffene Ermessensspielraum für strategisches Verhalten im Rahmen des NER300-Programms verwendet werden, z. B. mit den Zielen, den Zufluss von EU-Fördermitteln in die nationale Volkswirtschaft zu maximieren oder bestimmte Technologien bzw. bestimmte Projektentwickler zu bevorzugen. Eine zusätzliche Gelegenheit für strategisches Verhalten entsteht durch die Anwendung der Min1- und der Max3-Regel.

- Die Kommission konsultiert erneut die betreffenden Mitgliedstaaten, wobei „diese gegebenenfalls den Wert und die Zusammensetzung des gesamten öffentlichen Finanzbeitrags bestätigen“.

Der letzte Schritt ist von besonderer Bedeutung für die Umsetzung der Max3-Regel.

In der Praxis wurde die Min1-Regel bei NER300 nicht angewendet. Das ergab sich anscheinend zufällig aufgrund der konkreten Konstellation nach Bewertung der zweiten Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen. Unter anderen Bedingungen wäre die Anwendung der Min1-Regel fällig gewesen.

In der ersten Runde war ihre Anwendung ohnehin nicht möglich, denn in der ersten Runde wurden insgesamt nur 23 Projekte bei damals 27 Mitgliedstaaten gefördert. Es war daher unvermeidlich, dass einige Mitgliedstaaten ohne Projekte bleiben. Zudem hatten die Mitgliedstaaten, auf deren Gebiet keine Projekte den Zuschlag erhalten hatten, immer noch die Chance, ein Projekt in der zweiten Runde zu erhalten.

In der zweiten Runde war der Wettbewerb unter den Projektentwicklern nicht besonders ausgeprägt. Die verfügbaren Fördermittel reichten exakt, um (nach Anwendung der Max3-Regel, siehe unten) alle von der EIB als förderfähig eingestuften Projekte zu fördern.²⁶

Sieben Mitgliedstaaten (BGR, LTU, LUX, MLT, ROM, SVK, SVN) blieben ohne NER300-Projekte. Sechs dieser sieben Länder hatten in der zweiten Runde keine Projekte eingereicht. Nur Slowenien hatte (drei) Projektvorschläge in der zweiten Runde eingereicht, die jedoch offensichtlich vor der möglichen Anwendung der Min1-Regel abgelehnt wurden.

Die Max3-Regel wurde in zwei Fällen angewendet. In drei Mitgliedstaaten waren mehr als insgesamt drei NER300-Projekte als förderwürdig erklärt worden. Im Falle Frankreichs fand die Max3-Regel keine Anwendung, denn beim vierten französischen Projekt handelte es sich um ein grenzüberschreitendes Projekt in Zusammenarbeit mit Deutschland, weshalb die Ausnahme zur Max3-Regel galt. Hingegen mussten Portugal und Schweden²⁷ jeweils ein Projekt zurückziehen, das ohne Max3-Regel gefördert worden wäre. Statt dieser zwei Projekte in Portugal und Schweden wurden Projekte in anderen Mitgliedstaaten gefördert, die technisch-ökonomisch schlechter bewertet worden waren.

Auf der Grundlage der derzeit von der Kommission veröffentlichten Information²⁸ konnte nicht geklärt werden, wer (die Kommission oder der betreffende Mitgliedstaat) nach welchen Kriterien entschieden hat, welches Projekt aufgrund der Max3-Regel den Zuschlag erhalten sollte und welches nicht.

Untersuchungen der Erfahrungen im Bereich CCS und EE

Ursprünglich wurde die NER300-Fazilität hauptsächlich oder ausschließlich zur Förderung von CCS geplant, um neben dem EHS als gut ausgestatteter Fördertopf für Demonstrationsprojekte zu wirken. Im Mitentscheidungsverfahren wurde jedoch durchgesetzt, dass auch EE-Projekte durch NER300

²⁶ Siehe Absatz 8 der *Commission Implementing Decision of 8.7.2014 Award Decision under the second call for proposals of the NER 300 funding programme* C(2014) 4493 final: "(...) As some excess funds were available, all confirmed projects by Member States could be added to the final list of projects in the CCS and RES groups. In addition, all projects from technology (sub-)categories which had not yet received an award in the first round were selected".

²⁷ Dass manche Projekte aufgrund der Max3-Regel zurückgezogen werden mussten, ergibt sich aus Absatz 7 der *Award Decision under the second call for proposals of the NER 300 funding programme* (Commission Implementing Decision of 8.7.2014, C(2014) 4493 final): "The CCS project was confirmed by the Member State concerned and could therefore be retained for award. Nearly all RES projects were confirmed, except those projects exceeding the limit of maximum three projects funded within one Member State under the two rounds of call for proposals." Die Information, dass es sich um zwei Projekte aus Portugal und Schweden handelte, kommt aus einer persönlichen Mitteilung des Experten Greg Arrowsmith, Policy Officer der EUREC agency in Brüssel, und Autor der Website www.ner300.com.

²⁸ Siehe die Seiten http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300-1/index_en.htm (1st call for proposals) und für den 2nd call http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm. Der oben genannte Experte G. Arrowsmith kann diese Frage nicht beantworten und beklagt die fehlende Transparenz in dieser Prozedur.

gefördert werden können. Im Rahmen der ersten Ausschreibung hatte die Europäische Kommission vorgesehen, dass insgesamt acht CCS-Projekte und 34 EE-Projekte (ein Projekt in jeder EE-Unterkategorie, die in der Entscheidung 2010/670/EU definiert ist) finanziert werden.

In der ersten Ausschreibung hatten sieben Mitgliedstaaten insgesamt 13 CCS-Projekte vorgeschlagen²⁹. 10 dieser CCS-Projekte wurden im Juli 2012 von der EIB als prinzipiell förderwürdig eingestuft³⁰. Jedoch wurden alle ausgewählten CCS-Projekte – vor allem aufgrund von unzureichenden Kofinanzierungsmöglichkeiten – von den betreffenden Mitgliedstaaten zurückgezogen³¹. In der zweiten und letzten Ausschreibung wurde nur ein CCS-Projekt vorgeschlagen, White Rose in England, das den Zuschlag auch erhielt. Nach heutigem Kenntnisstand wird davon ausgegangen, dass das Projekt White Rose nicht umgesetzt wird, auch wenn diese Information bisher nicht offiziell bestätigt wurde.

Wesentliche Gründe für den CCS-Rückschlag sind exogen, d. h. sie sind nicht mit der Ausgestaltung der NER300-Fazilität verbunden. Entscheidende Faktoren waren die „übermäßig optimistischen Kostenschätzungen“³² für CCS-Anlagen und Prozesse sowie die systematische Unterschätzung ihrer Probleme in Bezug auf Technik, soziale Akzeptanz und die damit verbundenen Genehmigungsschwierigkeiten. Durch all diese Belastungen stieg die ohnehin schon hohe Risikowahrnehmung der Investoren. Anders als bei EE oder Energieeffizienz, die auch zur Einsparung von Brennstoffkosten, zur lokalen Luftreinhaltung und zur Energieversorgungssicherheit beitragen, ist Klimaschutz die einzige Raison d’Être für CCS. Damit ist CCS insgesamt einer stärkeren wirtschaftlichen und politischen Unsicherheit ausgesetzt, die in den Jahren des Niedergangs der CO₂-Preise und der Enttäuschung nach Kopenhagen spürbar zu Buche schlug. Im Zeitraum zwischen der Konzeption und Ausgestaltung der NER300-Fazilität (2007-2010) und dem Zeitraum, da die Projekte bestätigt oder für die zweite Ausschreibung vorgeschlagen werden mussten (2012-2014), brach der CO₂-Preis im EU-EHS zusammen. Dadurch verschlechterte sich die Rentabilität von CCS-Projekten unmittelbar, und zugleich schmolz das gesamte Budget der NER300-Fazilität auf rund 2,1 Mrd. €³³.

Deshalb liegen die 300 Mio. € NER-Förderung für das einzige CCS-Projekt nur knapp unter der Obergrenze von 15 % der gesamten NER300-Mittel. Laut dem durchgesickerten Impact Assessment hätte White Rose einen Kofinanzierungsanteil von 39 % der für NER300 „relevanten Kosten“³⁴ erhalten sollen. Das ist weit unter der Obergrenze von 50 %, die aufgrund der absoluten 15%-Obergrenze nicht ausgereizt werden konnte.

Unter diesen konkreten Umständen war also die 15%-Obergrenze in Bezug auf die gesamten NER300-Mittel die entscheidende Bremse für eine großzügigere Förderung für CCS, die vielleicht mehr Projekte erlaubt hätte und die Umsetzungschancen des einzigen bisher bestätigten NER300-geförderten CCS-Projekts erhöhen würde³⁵. Bei NER400 wird wegen der höheren Ausstattung mit 400 Mio. statt 300 Mio. Zertifikaten die 15%-Obergrenze entsprechend um ein Drittel erhöht. Zudem können die Zertifikate wahrscheinlich zu einem höheren durchschnittlichen Preis (bei NER300 lag er

²⁹ Number of project proposals submitted to the EIB under the NER 300 funding programme by 9 May 2011 per Member State.

³⁰ Commission Staff Working Document, NER300 – Moving towards a low carbon economy and boosting innovation, growth and employment across the EU, 2.7.2012, SWD(2012) 224 final.

³¹ Finanzhilfebeschluss im Rahmen der ersten Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen für das NER300-Finanzierungsprogramm, 18.12.2012 C(2012) 9432 final.

³² C: von Hirschhausen, J. Herold, Pao-Yu Oei und C. Haftendorn: CCTS-Technologie ein Fehlschlag – Umdenken in der Energiewende notwendig.

³³ Ursprünglich gingen Beobachter von bis zu viermal höheren Mitteln aus. Vgl. z.B.; David Hone (2012), A major setback for CCS.

³⁴ Die gesamten Investitionskosten für White Rose (einschließlich Kraftwerk) werden mit umgerechnet rund 2,7 Milliarden € geschätzt. White Rose wird auch durch ein nationales CCS-Förderprogramm gefördert, das umgerechnet 1,35 Mrd. € für zwei CCS-Projekte zur Verfügung stellt. Vgl. (gelesen am 11.6.2015). <https://www.gov.uk/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support>

³⁵ Trotz der substanziellen nationalen Zusatzförderung, die zugesichert wurde, besteht weiterhin die Möglichkeit, dass White Rose dasselbe Schicksal wie die anderen zehn für eine NER300-Förderung ausgewählten CCS-Projekte teilen wird: Die endgültige Investitionsentscheidung für White Rose wurde auf 2016 verschoben.

bei 7€/t CO₂) verkauft werden. Unter den Bedingungen von NER400 könnte deswegen die neu zu definierende Obergrenze beim Kofinanzierungsanteil durchaus eine wesentliche Wirkung haben.

Weitere endogene, d. h. von der Ausgestaltung der NER300-Fazilität verursachte Hindernisse für CCS waren weniger bedeutend. Um der geringen Erfolgsquote der CCS-Projekte Rechnung zu tragen, überlegt die Kommission, die im Annex von Entscheidung 2010/670/EU vorgegebenen Kapazitätsschwellen (in MW) für CCS-Projekte zu reduzieren oder ihre Aktualisierung im Laufe der Programmumsetzung zu ermöglichen. Aber es bestehen keine Zweifel daran, dass der Hauptgrund für das CCS-Debakel im hauptsächlich für CCS entwickelten NER300-Programm die Unwirtschaftlichkeit war: „For CCS, applications were received for all technological categories; the final low coverage is due to difficulties the projects faced in securing all the necessary financing.“³⁶

Keine Rolle für das Versagen von CCS-Projekten hat hingegen der direkte Wettbewerb mit den EE-Projekten im Rahmen von NER300 gespielt. Alle 11 CCS-Projekte, die die Mindestkriterien erfüllten, haben einen Förderzuschlag erhalten. Auch wenn die Möglichkeit nicht bestanden hätte, EE-Projekte zu finanzieren, wären unter denselben Förderbedingungen die CCS-Projekte zurückgezogen worden. Somit wäre der größte Teil der NER300-Mittel nicht ausgegeben worden.

Im EE-Bereich erhielten insgesamt 38 EE-Projekte den Zuschlag für eine Förderung (erste Ausschreibung: 1,1 Mrd. €, 20 Projekte; zweite Ausschreibung: 1 Mrd. €, 18 EE-Projekte und ein CCS-Projekt). Für die Projekte aus der ersten Ausschreibung war vorgesehen, dass eine finale Investitionsentscheidung bis Ende 2016 getroffen wird und die Inbetriebnahme bis Ende 2018 erfolgt. Für die Projekte aus der zweiten Ausschreibung muss die finale Investitionsentscheidung bis Mitte 2018 getroffen werden und die Inbetriebnahme bis Mitte 2020 erfolgen.

Für vier Projekte aus der ersten Ausschreibung, die einen Förderungszuschlag erhalten hatten, könnte jedoch keine finale Investitionsentscheidung bis Ende 2016 getroffen werden. Als Ergebnis werden die Projekte nicht umgesetzt und mindestens 436 Mio. € aus dem NER300-Budget der ersten Ausschreibung können nicht ausgegeben werden. Für viele Projekte aus der zweiten Ausschreibung wurde bisher noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen, sodass zurzeit noch eine gewisse Unsicherheit besteht, inwieweit die Projekte tatsächlich umgesetzt werden können.

Da weitere Ausschreibungen im Rahmen des NER300-Programms nicht vorgesehen sind, hat die Europäische Kommission vorgeschlagen, dass die übrigen Mittel aus dem NER300-Programm in andere existierende Finanzierungsinstrumente fließen sollten.

Bezüglich ihrer technisch-wirtschaftlichen Innovation wurden im Rahmen des Due-Diligence-Prozesses fast 80 % der NER300-geförderten Projekte als „hochgradig innovativ“ oder gar „potenziell bahnbrechend“ in den zwei (von vier) besten Kategorien eingestuft.³⁷

Vergleich der Kennwerte von EE- und CCS-Projekten im NER300-Programm

In Hinblick auf die Gestaltung des Nachfolgeprogramms NER400 bietet der Vergleich der Kennwerte der CCS- und EE-Projekte im NER300-Programm interessante Erkenntnisse. Die EE-Projekte sind deutlich kleiner und erhalten im Durchschnitt (aufgrund eines geringeren Finanzierungsbedarfs) sechsmal weniger NER-Förderung (absolut) als das einzige CCS-Projekt erhalten würde, wenn es tatsächlich umgesetzt wird. Für die meisten EE-Unterkategorien liegt der EU-Kofinanzierungsanteil unter der 50%-Obergrenze. Die Risikostreuung ist bei EE-Projekten höher.

³⁶ Anhang zum durchgesickerten Impact Assessment, siehe Fußnote weiter oben.

³⁷ Der Auswahlprozess für NER 300 sah eine Klassifizierung in vier Kategorien bezüglich der Innovation vor: 1) Wenig innovativ; 2) inkrementell innovativ; 3) hochgradig innovativ; 4) potenziell bahnbrechend. Nach einer Aussonderung der Projekte, die im Bereich Innovation bestimmte Mindestkriterien nicht erfüllten, spielte allerdings die Klassifizierung nach Innovationsgrad keine Rolle bei der Auswahl. Die Projekte wurden nach Kosteneffizienz bei der Vermeidung von Emissionen beurteilt, wie in der EHS-Richtlinie vorgesehen.

Hinsichtlich der Emissionsminderungseffekte der NER-Förderung (€/t CO₂) erscheint das CCS-Projekt zunächst deutlich effektiver als der Durchschnitt der EE-Projekte. Betrachtet man aber nicht nur NER300, sondern auch die öffentliche Förderung auf nationaler Ebene, erweisen sich die EE-Projekte als substanziell effektiver. Das liegt daran, dass die EE-Projekte einen viel höheren Anteil an privaten Investitionen mobilisiert haben, während das CCS-Projekt White Rose fast vollständig oder sogar mehr als vollständig öffentlich finanziert sein könnte.

Die unmittelbare Emissionsminderung durch die geförderten Projekte kann aber nicht der einzige Indikator für den Erfolg eines Demonstrationsprogramms wie NER300 sein. Denn sein Ziel ist ja die Demonstration innovativer Technologien mit hohem Nachahmungspotenzial. Allerdings suggeriert die Erfahrung von NER300, dass die Demonstration einer breiten Palette innovativer EE-Technologien einen viel niedrigeren Subventionsbedarf hat als CCS für Stromerzeugung. Gleichzeitig stellt sich auch die Frage, wie innovativ und nah an der Marktreife die geförderten EE-Technologien waren.

Einige der analysierten Kennwerte sind jedoch mit Vorsicht zu interpretieren. Denn die Kennwerte werden in erheblichem Maße von den spezifischen Bedingungen der NER300-Ausschreibungen bestimmt. Zudem ist die Zahl der Beobachtungen niedrig, beim CCS gibt es ja nur ein Projekt, dessen Umsetzbarkeit unklar bleibt. Allerdings ist davon auszugehen, dass es zu den wirtschaftlicheren CCS-Projekten gehört – schließlich wurde White Rose als einziges der 14 ursprünglich eingereichten CCS-Projekte bestätigt.

Aus diesen Gründen ist die Aussagekraft dieser Zahlen für verallgemeinernde Schlussfolgerungen in Bezug auf einen Vergleich von EE- mit CCS-Investitionen höchst eingeschränkt.

3.3.2 Kurzanalyse der Vorschläge zum ETS Innovation Fund 2021-2030

Im Oktober 2014 hatte der Europäische Rat beschlossen, im Rahmen der vierten Phase (2021-2030) des Emissionshandelssystems, die bestehende NER300-Fazilität zu verlängern und auf CO₂-arme Innovationen in Industriesektoren auszudehnen.

Im Juli 2015 veröffentlichte die Europäische Kommission ihren Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der ETS-Richtlinie zwecks Verbesserung der Kosteneffizienz von Emissionsminderungsmaßnahmen und zur Förderung von Investitionen in CO₂-effiziente Technologien. Der Entwurf wird von einer Folgenabschätzung begleitet, die einen Einblick in die Herangehensweise der Europäischen Kommission gibt.

Die NER400-Fazilität soll mit dem Erlös aus dem Verkauf von 400 Millionen Zertifikaten aus der New Entrants' Reserve (NER) im Zeitrahmen 2021 bis 2030 finanziert werden. Je nach den Annahmen bezüglich des Erlöses und der Hebelwirkung könnte NER400 ein Investitionsvolumen in einer Größenordnung zwischen unter 10 und über 20 Mrd. € auslösen. Auch wenn die von NER400 geförderten Investitionen sich über mehrere Jahre hinstrecken werden, handelt es sich um beträchtliche Summen.

Die Obergrenze des EU-Kofinanzierungsanteils soll auf 75 % der Projektkosten erhöht werden (NER300: 50 %). Die neue 75%-Regelung verfolgt das Ziel, finanzielle Hürden zu beseitigen und technische Risiken für die Projektierer zu minimieren, und soll ermöglichen, dass mehr Projekte sich an den Ausschreibungen beteiligen und tatsächlich umgesetzt werden. Die erhöhte Obergrenze soll insbesondere für CCS-Projekte Anwendung finden, da 10 von 11 Projekten, die bei NER300 einen Förderzuschlag erhalten hatten, aufgrund unzureichender Kofinanzierungsmöglichkeiten zurückgezogen werden mussten.

Das Impact Assessment erwägt die Option einer Unterstützung der Projekte in Form von Finanzinstrumenten (z. B. Kapitalbeteiligungen oder Garantien zur Absicherung von

Zahlungsausfällen) anstelle von klassischen Förderungen. Mit solchen Instrumenten könnten finanzielle Risiken minimiert und die finanzielle Tragfähigkeit der Projekte erhöht werden.

Der Entwurf der ETS-Richtlinie befindet sich derzeit im Trilog-Verfahren. Zwei öffentliche Konsultationen zur Gestaltung des neuen ETS Innovation Fund wurden in den Jahren 2014 und 2015 bereits organisiert. Ein breites Konsultationsverfahren unter Beteiligung von ETS-Stakeholdern und Finanzierungsakteuren in Form von Konferenzen, Roundtables, einer Online-Umfrage sowie einer öffentlichen Konsultation wurde Anfang 2016 gestartet.

3.4 Energieinfrastruktur

3.4.1 Allgemeine Untersuchung zu Gasinfrastrukturprojekten und -bedarf

Das Thema Versorgungssicherheit hat im Bereich der EU-Energiepolitik in den letzten Jahren stark zugenommen. Im Zentrum der Aufmerksamkeit steht dabei auch die Sicherheit der Gasversorgung. Zu ihrer Erhöhung werden u. a. die Diversifizierung von Bezugsquellen und Lieferwegen, die Verstärkung der Erdgasvorräte, der Ausbau und die Flexibilisierung der Gastransportnetze und -märkte, sowie die Verbesserung der Notfallpläne angestrebt. In diesem Zusammenhang werden erhebliche Investitionen in Gasinfrastruktur geplant, von öffentlichen Behörden genehmigt und zum Teil mit nationalen oder europäischen öffentlichen Fördermitteln unterstützt.

So wurden Gasinfrastrukturprojekten 61 % der Finanzmittel gewidmet, die bei der ersten Runde der Connecting Europe Facility (CEF) für Energieprojekte von gemeinsamem Interesse im November 2014 von der Europäischen Kommission freigegeben wurden (European Commission 2014). Noch 2012 ging die Europäische Kommission davon aus, dass Gasinfrastrukturprojekte nur 32 % des gesamten Investitionsbedarfs im Energiebereich und nur 24 % der gesamten geschätzten Investitionslücke im Energiebereich ausmachen (European Commission 2012). Der Löwenanteil der übrigen CEF-Mittel im Energiebereich ist für Projekte im Bereich Strom vorgesehen, die u. a. der Anpassung des Stromsystems an hohe Anteile Erneuerbarer Energien dienen sollen.

Bei der Berechnung des Gasinfrastrukturbedarfs ist die Schätzung der künftigen Nachfrage ein wesentlicher Faktor. Wird eine zu geringe Nachfrage angenommen, kann es zu einer Unterschätzung des Infrastrukturbedarfs kommen, was im ungünstigen Fall die Versorgungssicherheit schwächen kann. Wird hingegen eine zu hohe Nachfrage angenommen, kann es zu einer Überschätzung des Infrastrukturbedarfs und infolgedessen zu Fehlinvestitionen und zu einer unnötigen Verknappung der Investitionsmittel für andere Bereiche kommen. Zudem können exzessive Infrastrukturinvestitionen Lock-in-Effekte hervorrufen, die den langfristigen Übergang zu einer klimafreundlichen und nachhaltigen Energieversorgung erschweren können.

Die Projekte von gemeinsamem Interesse (PCIs) auf EU-Ebene wurden auf Grundlage der Annahme bewertet, dass die Gasnachfrage in der EU von 2010 bis 2030 um jährlich 1,1 % wächst (Booz & Co. 2013; Gaventa 2014). Seit 2010 ist aber der Gasverbrauch in der EU jedes Jahr zurückgegangen. Mit einer Reduktion von 13,5 % verringerte sich der Gasverbrauch im Zeitraum 2010 bis 2013 dreimal so schnell wie der gesamte Endenergieverbrauch. Laut dem Industrieverband Eurogas wird für 2014 eine zusätzliche Senkung des Gasverbrauchs in der EU um etwa 9 % im Vergleich zu 2013 erwartet. 2014 hat der warme Winter zur Reduktion der Gasnachfrage wesentlich beigetragen. Die andauernde Wirtschaftskrise in etlichen Mitgliedstaaten hat die Gasnachfrage verringert. Weitere wichtige Faktoren sind jedoch die niedrigen CO₂-Preise, das derzeitige Preisverhältnis zwischen Gas und Kohle, aber auch der schnelle Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie die Fortschritte bei der Energieeffizienz.

3.4.2 Analyse der Folgen der TYNDP-Gasnachfrageszenarien auf den deutschen Netzentwicklungsplan

Die wichtigsten Prozesse für die Gasinfrastrukturplanung in der EU sind der TYNDP (Gas Ten Years Network Development Plan) von ENTSO-G sowie die Gas Regional Investment Plans (GRIPs). Im Rahmen des Vorhabens wurden die Folgen der Gasnachfrageszenarien des TYNDP-Gas auf die Netzentwicklungspläne in den Mitgliedstaaten am Beispiel des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) aus dem Jahr 2016 analysiert.

Kurzuntersuchung der Plausibilität der Annahmen über den Erdgasbedarf in Europa

Die Entwicklung von Gasangebot und -nachfrage im Bilanzraum Europa ist eine wichtige Eingangsgröße für die NEP-Modellierung. Bezüglich des Verbrauchsszenarios übernimmt beispielsweise der deutsche NEP 2016 die Annahmen des „Green Scenarios“³⁸ des TYNDP 2015.

Im Jahr 2035 entsteht laut TYNDP 2015 ein Zusatzbedarf von 170 Mrd. m³ pro Jahr in der EU im Vergleich zu 2015. Der zusätzliche Importbedarf ergibt sich aus dem Rückgang der Eigenproduktion der EU und Norwegens sowie aus der wachsenden Nachfrage.

Jedoch bestehen erhebliche Zweifel an der Plausibilität dieses Nachfrageszenarios. Schon im TYNDP 2015 war der für 2015 angenommene Gasbedarf 16 % höher als der tatsächliche, temperaturbereinigte Verbrauch im Jahr 2015. Absolut gesehen betrug die Nachfrageüberschätzung 68,7 Mrd. m³. Dies entspricht vergleichsweise 125 % der jährlichen Kapazität von Nordstream 2 und 40 % des für 2030 angenommenen Zusatzimportbedarfs.

Folgende Annahmen des vom deutschen NEP verwendeten TYNDP „Green Scenario“ des TYNDP lassen vermuten, dass im Zeitraum 2015 bis 2030 die Überschätzung der Nachfrage durch den TYNDP 2015 noch erheblich wachsen dürfte:

- Der TYNDP 2015 geht von einem CO₂-Preis von mehr als 20 €/t im Jahr 2015, mehr als 40 €/t für 2020, zirka 70 €/t für 2025 und knapp 100 €/t ab 2030 aus.
- Der TYNDP geht davon aus, dass die Gaspreise zwischen 2015 und 2020 um knapp 20 % sinken und dann bis 2035 etwa auf dem Niveau von 2015 wieder steigen werden. Beim Kohlepreis geht TYNDP 2015 von einem Anstieg von zirka 80 % von 2015 bis 2030 aus. Im Vergleich dazu geht das IEA World Energy Outlook 2013 Current Policies Scenario von einem stetigen Anstieg des Gaspreises von zirka 25 bis 30 % im Zeitraum 2015 bis 2030 aus. Beim Kohlepreis geht die IEA von einem moderaten Anstieg von zirka 10 % im selben Zeitraum aus.

Die Referenzwerte und Trends des Gasbedarfs wurden bisher in allen vergangenen TYNDP deutlich überschätzt. Dies führte zu einer kritischen Stellungnahme der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im Jahr 2015: ACER „sees the need for a reality check by comparing past assumptions and projection to actual developments, for the sake of not only improving the quality of the next TYNDPs, but also for enhancing the transparency, robustness and credibility of [ENTSO-G]“.³⁹

³⁸ „Das Verbrauchsszenario basiert auf den Länderbedarfszahlen der jährlichen Durchschnittsmengen im GREEN Szenario des TYNDP 2015 Annex C2“, Seite 137 NEP. Diese Angabe ist unvollständig und nicht hinreichend, um die Quelle der Verbrauchswerte in Abbildung 6 (auf derselben Seite des NEP) zu identifizieren. Eigene Berechnungen zeigen, dass die Verbrauchswerte in Abbildung 6 auf Szenario A (starkes Wirtschaftswachstum) basieren. Dadurch erhöht sich der angenommene Gasbedarf noch mehr.

³⁹ ACER Opinion No. 11/2015 of 20 October 2015 on the draft TYNDP 2015 submitted by ENTSO-G.

Bewertung der Annahmen über den Spitzengasbedarf

Für die Infrastrukturplanung ist der Spitzengasbedarf ausschlaggebender als der jährliche Gasbedarf. Vor diesem Hintergrund ist die Frage sehr wichtig, wie sich die prognostizierte Entwicklung des jährlichen Gasbedarfs auf den Spitzenbedarf auswirkt.

Da der Spitzengasbedarf allerdings im TYNDP 2015 kaum berücksichtigt wird, wird im Folgenden die Fragestellung in Bezug auf deutsche Annahmen betrachtet. Der NEP 2016 geht davon aus, dass der zu erwartende langfristige Rückgang des Gasverbrauchs im Gebäudesektor keine Auswirkungen auf den im NEP modellierten Spitzengasbedarf haben soll. Diese Annahme widerspricht u. a. den Ergebnissen einer Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) und der Meinung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB).

Im Stromsektor ist es grundsätzlich denkbar, dass sich jährlicher Gasbedarf und Spitzengasbedarf gegenläufig entwickeln: der jährliche Gasbedarf zur Stromerzeugung könnte sinken, aber zugleich könnte der Spitzenbedarf bei hoher Stromnachfrage und niedriger EE-Erzeugung wachsen. Allerdings spielt die Stromerzeugung mit 15 % der gesamten Gasnachfrage in Deutschland eine nachgeordnete Rolle.

Beim Gebäudesektor, der mit 46 % des gesamten Gasverbrauchs in Deutschland dreimal mehr Gas als der Stromerzeugungssektor verbraucht (Eurogas, Werte für 2013), ist die Raumheizung der bei Weitem größte Gasverbraucher. Der gesamte temperaturbereinigte jährliche Gasverbrauch im Gebäudebereich (Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) ist von 2003 bis 2014 um 9 % gesunken. Generell wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend fortsetzen wird.

Bei der Raumheizung führt eine Reduktion des jährlichen Verbrauchs automatisch zu einer Reduktion des Spitzengasbedarfs, da die Spitzengasnachfrage in besonders kalten Perioden stattfindet und maßgeblich durch den Raumheizungsbedarf verursacht wird. Diese Hypothese wurde 2014 durch eine Studie des FfE im Auftrag der FNB in Zusammenarbeit mit dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und den Verteilnetzbetreibern deutlich bestätigt (FfE 2014). Daraufhin empfahlen die FNB, diese Erkenntnis bei der NEP-2016-Modellierung zu berücksichtigen. Dies wurde bei der Entwicklung des NEP 2016 jedoch nicht beachtet.

4 Wissenschaftliche Empfehlungen zur Optimierung existierender und vorgeschlagener Maßnahmen sowie für die Entwicklung neuer Instrumente und Maßnahmen

4.1 Paket „Saubere Energie für alle Europäer“

4.1.1 Empfehlungen zum Thema Erneuerbare Energien

- Das 2030-EE-Ziel im Vorschlag der Europäischen Kommission zur Neufassung der RED stellt eine erhebliche Schwächung der Ambition im Vergleich zur derzeit gültigen RED 2009 dar. Der aktuelle Vorschlag könnte zu einer deutlichen Verlangsamung des EE-Ausbaus im Zeitraum 2020 bis 2024 führen, da in diesem Zeitraum keine verpflichtenden Maßnahmen vorgesehen sind. Neben dem Mangel an verpflichtenden Instrumenten, der Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen in den einzelnen Mitgliedstaaten haben könnte, ist insgesamt eine geringere Investitionsfreudigkeit der Investoren in Abwesenheit von national verpflichtenden Zielen zu erwarten.
- Insbesondere bei einer Erhöhung des EnEff-Ziels von 27 % auf 30 % würde ein unverändertes EE-Ziel von 27 % zu einer wenig ambitionierten EE-Entwicklung in der EU im Zeitraum 2020 bis 2030 führen. Es wird daher die Prüfung einer Anhebung des EE-Ziels bei gleichzeitiger Anhebung des EnEff-Ziels empfohlen.
- Das zentrale Instrument der integrierten Klima- und Energiepläne ist ein Instrument für die Planung der Maßnahmen einzelner Mitgliedstaaten und wird u. a. zwecks regionaler Abstimmungen zwischen Mitgliedstaaten für sinnvoll erachtet. Dieses Instrument ist jedoch alleine nicht ausreichend, um die Zielerreichung abzusichern.
- Unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Gap-Avoiders und eines Gap-Fillers wurden im Rahmen des Vorhabens untersucht. Eine der untersuchten Optionen war die Einführung sogenannter Versorgerverpflichtungen (siehe auch Abschnitt 3.2.1). Die Bewertungen haben ergeben, dass Versorgerverpflichtungen – ähnlich wie die Energieeffizienzverpflichtungen in der Energieeffizienzrichtlinie – ein gutes Instrument für die EE-Förderung wären, insbesondere für die Wärme- und Kältebereitstellung. Versorgerverpflichtungen würden eine elegante Lösung für das Problem der Finanzierung des Gap-Fillers liefern, da die Geldflüsse von der öffentlichen Hand vollständig getrennt bleiben würden. Ein weiterer Vorteil eines VV-Systems wäre die relativ sichere Erreichung des Mengenziels. Die Nachteile der Versorgerverpflichtung liegen v. a. in der relativen Komplexität ihrer Umsetzung und der damit verbundenen Notwendigkeit einer langfristigen Ausrichtung im Vergleich zu anderen Modellen wie Ausschreibungen.
- Im neuen Regulierungspaket sollten die Begriffe Bürgerenergie, Prosumenten und Eigenverbrauch klar voneinander abgegrenzt werden. Die Vorschläge des Europäischen Parlaments werden als zielführend hinsichtlich der Weiterentwicklung einer klimagerechten EU-Energiepolitik bewertet. Es wird empfohlen, diese Vorschläge in den EU-Verhandlungen zu unterstützen. Eine Vergütung des Überschussstroms oberhalb des Großhandelsmarktwerts sollte auch in Zukunft weiterhin explizit möglich sein und den Mitgliedstaaten an dieser Stelle

mehr Entscheidungsspielraum gewährt werden. Zudem sollte der Begriff „market value“ entweder ergänzt oder ersetzt werden, um die Wertigkeit des dezentral erzeugten erneuerbaren Stroms korrekt abzubilden.

- Verbesserungswürdig ist darüber hinaus die Definition von „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“. Im Entwurfstext der Richtlinie ist ein Aspekt nicht hinreichend definiert: Welche Stimmrechte haben die einzelnen natürlichen Personen? Eine 51-prozentige Sitzverteilung muss nicht gezwungenermaßen einer 51-prozentigen Stimmverteilung entsprechen. Daher sollte juristisch überprüft werden, ob nicht der Anteil der Sitze („51 % of the seats“), sondern der Anteil der Stimmrechte das ausschlaggebende Kriterium sein sollte. So wird es derzeit im EEG gehandhabt.

4.1.2 Vorschläge für das EU-Strommarktdesign

- Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Flexibilisierung des Strommarktes wird als positiv bewertet und sollte deswegen in den weiteren Verhandlungen unterstützt werden. Vorschläge für eine verstärkte Flexibilisierung des Strommarktes wurden im Rahmen des Auftrags für die Bereiche Stromgroßhandel, Vertrieb/Endkundenmarkt, Stromversorgungssicherheit, Netzentwicklung und Investitionen sowie Netzentgeltregulierung/Eigenverbrauch erarbeitet. Nachfolgend werden exemplarisch ein paar Vorschläge aufgelistet:
 - Verstärkte Nutzung von kürzeren Produkten im Strommarkt;
 - Verstärkung der grenzüberschreitenden Integration des Intraday-Marktes;
 - Flexibilisierung der Regelleistungsmärkte;
 - Bessere Berücksichtigung von Lastmanagement bei der Bewertung der Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsmechanismen;
 - Begünstigung der EE-Integration und bessere Mobilisierung der Flexibilitätsressourcen aller Erzeuger und Verbraucher durch Netzentgeltregelungen;
 - Verstärkung des Wettbewerbs im Endkundenbereich.
- Der in der EU-Debatte weiterhin oft verwendete Wortlaut „generation adequacy“ sollte durch „resource adequacy“ ersetzt werden. Der Begriff „resource adequacy“ verdeutlicht, dass Spitzenlast oder sonstige Knappheitssituationen nicht nur durch angebotsseitige, sondern auch durch nachfrageseitige Ressourcen bewältigt werden können.
- Der Zuschnitt der Strompreiszonen ist ein zentrales Thema des zukünftigen Strommarktdesigns. Mit dem Vorschlag der Europäischen Kommission erhöht sich der Druck in Richtung einer Aufteilung der deutschen Preiszone. Die Vor- und Nachteile eines neuen Zuschnittes der deutschen Preiszone konnten im Rahmen des Vorhabens aufgrund der Komplexität des Themas nicht abschließend bewertet werden. Es wird deswegen empfohlen, u. a. die folgenden Aspekte näher zu untersuchen:
 - Auswirkungen auf die Flexibilität am Strommarkt;
 - Auswirkungen auf die Überkapazitätssituation im Norden und auf den strukturellen Engpass der Nord-Süd-Übertragungsleitung;
 - Auswirkungen einer Aufteilung der Preiszone auf die energieintensive Industrie in Deutschland;
 - Auswirkungen auf Betreiber von Erzeugungskapazitäten.
- Die Vorschläge der Europäischen Kommission zum Emissionsstandard für Kohlekraftwerke bei Kapazitätsmechanismen sollten aus Klimaschutzaspekten unterstützt werden. Die vielfältigen Auswirkungen möglicher Kompromissvorschläge konnten im Rahmen des Vorhabens nicht umfassend untersucht werden. Vor- und Nachteile einer Verlängerung der Frist für Bestandsanlagen wurden qualitativ bewertet (siehe Abschnitt 3.3.2.) Im Ergebnis wird eine Verlängerung der Frist jedoch nicht empfohlen.

4.1.3 Empfehlungen zum Thema Energieeffizienz

- Insgesamt sind die Vorschläge der Europäischen Kommission für die Überarbeitung der Effizienz- und Gebäudeeffizienzrichtlinie ambitioniert. Die Anhebung des Zieles auf 30 % und die vorgeschlagene Verbindlichkeit sollten in den EU-Verhandlungen unterstützt werden.
- Die fehlenden nationalen Ziele haben eine verhältnismäßig geringere negative Auswirkung auf die Erreichung des auf EU-Ebene verbindlichen Zieles als im EE-Bereich, da die jährliche Energieeffizienzverpflichtung Mitgliedstaaten dazu zwingt, strategische Maßnahmen zu ergreifen.
- Entscheidend für den Erfolg der EU-Energieeffizienzpolitik wird sein, ob die jährliche Energieeffizienzverpflichtung nach 2020 anspruchsvoller, einfacher und effektiver gestaltet wird. Es wird deswegen empfohlen, den Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Verlängerung der 1,5-%-Energieeffizienzverpflichtung zu unterstützen. Dabei könnte jedoch insbesondere eine stärkere Einbeziehung des Energieabsatzes im Verkehrssektor in die Berechnungsgrundlage der 1,5-%-Einsparverpflichtung vorgeschlagen werden.
- Besonders wichtig für die Erreichung des EU-Zieles wird es sein, dass die Berichterstattung ausreichend nachvollziehbar und überprüfbar ist und dass die Europäische Kommission ausreichend Kompetenzen erhält, um sicherzustellen, dass die Effizienzvorgaben erreicht werden können. Diese Punkte sollten bei den weiteren EU-Verhandlungen betrachtet werden.
- In den Vorschlägen zum Winterpaket fehlt eine ausreichende Umsetzung und Operationalisierung des „Efficiency First“-Prinzips. Folgende Maßnahmen werden deswegen empfohlen:
 - In den regulierten Bereichen (Netze, Systembetrieb) sollte „Efficiency First“ als Entscheidungsprinzip konkretisiert werden. Eine Operationalisierung dieses Prinzips könnte darin bestehen, dass Lösungen durch Effizienz erstens erwogen und zweitens prioritär implementiert werden müssen – zumindest wenn sie wirtschaftlich günstiger als angebotsseitige Lösungen sind. Die Kosten-Nutzen-Analyse sollte sich an den langfristigen und nicht nur an den kurzfristigen Systemwerten der Effizienz ausrichten. Dabei muss das langfristige EU-Klimaziel einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors berücksichtigt werden.⁴⁰
 - Bei Kapazitätsmärkten müssen z. B. im Prinzip die Mitgliedstaaten eine Bewertung der Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsmechanismen durchführen und Maßnahmen im Bereich Energieeffizienz berücksichtigen. Die bisherigen Anforderungen sind jedoch relativ vage formuliert und lassen Spielraum für Interpretation. Es wird empfohlen, die Regelung deutlich konkreter zu formulieren.
 - Im Bereich Netze soll z. B. das „Efficiency First“-Prinzip während des gesamten Netzentwicklungsplanungsprozesses bis hin zur Genehmigung durch die zuständigen Regulatoren direkte Anwendung finden.
 - In den liberalisierten Bereichen des Stromsystems (Großhandel, Vertrieb) kann „Efficiency First“ durch ein Strommarktdesign implementiert werden, das die Teilnahme der Nachfrageseite ermöglicht und den Wert ihres Beitrags nicht mehr unterschätzt.
 - Insgesamt sollten alle Regelwerke unter dem Gesichtspunkt von „Efficiency First“ detailliert überprüft werden.

⁴⁰ Laut einer auf das deutsche Stromsystem fokussierenden Studie von Prognos und IAEW im Auftrag der Agora Energiewende bewirkt eine eingesparte kWh Strom eine Kosteneinsparung zwischen 11 und 15 Eurocent 2012 im Jahr 2035. Dabei sind sehr viele Effizienzmaßnahmen wesentlich günstiger umzusetzen. Die Steigerung der Energieeffizienz im Strombereich ist daher gesamtwirtschaftlich sinnvoll. Vgl. Agora 2014.

4.2 Identifizierter Forschungsbedarf im Bereich Gasinfrastrukturplanung-Szenarien

Im Rahmen des Vorhabens wurde Forschungsbedarf zu folgenden Fragestellungen bei der EU-Erdgasinfrastrukturplanung identifiziert:

- Welchen Beitrag und welche ökonomischen Vorteile können klima- und umweltfreundliche Energiequellen (EE, Energieeffizienz) zur EU-Gasversorgungssicherheit leisten?
- Stellen die der Gasinfrastrukturplanung auf EU-Ebene zugrundeliegenden Szenarien die Auswirkungen des Ausbaus der klimaschonenden, sicheren und nachhaltigen Optionen zur Vermeidung von Erdgasverbrauch (EE und Energieeffizienz) adäquat dar?
- Können durch realistischere Szenarien für die Gasinfrastrukturplanung und durch adäquate Berücksichtigung klimaschonender Optionen Kosten eingespart werden? Wenn ja, welche?

Darüber hinaus wurde Forschungsbedarf u. a. zu folgenden für die Gasinfrastrukturplanung relevanten EU- und nationalen Prozessen identifiziert:

- Allgemeine Entscheidungsprozesse und Konsultationsverfahren auf EU-Ebene und in einzelnen Ländern;
- Auswahl der Projekte von gemeinsamem Interesse;
- Auswahl der Projekte, die von der Connecting Europe Facility und vom Europäischen Fonds für strategische Investitionen unterstützt werden;
- Entwicklung der nationalen Präventionspläne;
- Einordnung der Werte der Annahmen in nationalen Szenarien in den energiewirtschaftlichen und -politischen Kontext des jeweiligen Landes.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in der Analyse von Ausbauperspektiven und -potenzialen der klimaschonenden, sicheren, nachhaltigen und ökonomisch vertretbaren Optionen zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit (Energieeffizienz und EE) sowie ihre Auswirkungen auf die Gasspitzennachfrage und auf den Gasverbrauch über längere Zeiträume. Folgende Aspekte sind in diesem Kontext von besonderer Bedeutung:

- Entwicklungspotenziale von Energieeffizienz und EE;
- Zu erwartende Auswirkungen der Wachstumspfade von Energieeffizienz und EE auf den Gasverbrauch;
- Vergleich der politischen, technischen und ökonomischen Risiken sowie der Umweltrisiken der oben genannten klimaschonenden Optionen zur Stärkung der Gasversorgungssicherheit;
- Einschätzung der Einsparpotentiale durch realistischere Szenarien für die Gasinfrastrukturplanung und adäquate Berücksichtigung klimaschonender Optionen.

Des Weiteren wird empfohlen, folgende Fragen zu untersuchen:

- Werden klimaschonende Optionen zur Stärkung der Erdgasversorgungssicherheit in den einschlägigen Prozessen in den ausgewählten Mitgliedstaaten sowie auf EU-Ebene adäquat berücksichtigt?
- Wenn nein, welches sind genau die Defizite? Wie würde sich die Beseitigung solcher Defizite auf den angenommenen Gasinfrastrukturbedarf auswirken?

Auf der Grundlage dieser Analysen könnten Empfehlungen in folgenden Bereichen entwickelt werden:

- Quantitative und qualitative Vorschläge zur Berücksichtigung von Energieeffizienz und EE bei der Entwicklung der Szenarien für die Einschätzung der künftigen Gasnachfrage und des Gasinfrastrukturbedarfs;

- Empfehlungen zur Verbesserung einschlägiger Verfahren auf EU-Ebene und auf nationaler Ebene sowie zur Verbesserung der EU-weiten und der nationalen Regulierungsrahmen in diesem Bereich;
- Empfehlungen zur besseren Berücksichtigung klimaschonender Optionen und ihrer Auswirkungen bei der Berechnung des Gasinfrastrukturbedarfs.

5 Schlussfolgerungen

Die Laufzeit des Vorhabens wurde geprägt durch eine Vielzahl wichtiger Weichenstellungen, die die Weiterentwicklung des europäischen Klima- und Energiesystems als Ganzes sowie der Klima- und Energiesysteme in den Mitgliedstaaten wesentlich prägen und die Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele der EU entscheidend beeinflussen werden. Im Mittelpunkt dieses Vorhabens standen Untersuchungen zum Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ zur Umsetzung der Energieunion.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass in Abwesenheit von nationalen Zielen die Erreichung der auf EU-Ebene verbindlichen 2030-Ziele für EE und Energieeffizienz wesentlich von freiwilligen nationalen Beiträgen abhängen wird. Insbesondere für den Bereich EE ist die Zielerreichung nicht gesichert. Eine zentrale Herausforderung der EU-Verhandlungen wird darin bestehen, richtige Anreize für Mitgliedstaaten zu setzen und die Befugnisse der Europäischen Kommission so zu gestalten, dass die definierten Vorgaben und Ziele erreicht werden können. Klare Regelungen für den Fall einer Lücke zwischen den Zielen und der Beitragsumsetzung der Mitgliedstaaten sind dabei unverzichtbar. Darüber hinaus sollte eine eventuelle Zielverfehlung frühzeitig durch die Europäische Kommission erkannt werden, um ihr entgegensteuern zu können.

6 Literaturverzeichnis

Agora (Agora Energiewende) (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. August 2013. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf

Agora (Agora Energiewende) (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. März 2014. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Positive_Effekte_von_Energieeffizienz_DE_web.pdf

Agora (Agora Energiewende) (2016): Online-Glossar der Energiewende. <https://www.agora-energiewende.de/de/service/glossar/lastmanagement/>

Agora (Agora Energiewende) (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Februar 2017. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf

BBE (Bündnis Bürgerenergie e. V.) (2016): Was ist Bürgerenergie? <https://www.buendnis-buergerenergie.de/buergerenergie/definition/>

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2016): Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten. November 2016. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20161103-oe-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/\\$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20161103-oe-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland_oA.pdf)

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2014): BEE-Stellungnahme für das Konsultationsverfahren zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. 22. August 2014.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2012): Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunktepapier-oeffnung-des-eeg-fuer-strom-aus-anderen-eu-mitgliedsstaaten.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016): Ausschreibungen Erneuerbare Energien. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Internat_Ausschreibungen/Intern_Ausschreibungen_node.html

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016a): Pressemitteilung: Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in PV-Ausschreibung mit Dänemark. 28. November 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2016/16118_PVDK.pdf;jsessionid=C34E34659B1411865575D05BFAACF771?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2016b): https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unterneh

- men_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Beendete_Ausschreibungen_node.html
- Bolintineanu, C. (2016): Interview mit Corina Bolintineanu, IZES, November 2016.
- Booz & Co. (2013): Market analysis and priorities for future development of the gas markets and infrastructure in Western Europe, South Eastern Europe and the Baltic Sea Region.
- Connect Energy Economics (2015): Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics. Studie im Auftrag von Agora. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/aktionsplan-lastmanagement/Agora_Aktionsplan_Lastmanagement_web.pdf
- Decker, H. (2017): 20 unterschiedliche Strompreiszonen in Deutschland? FAZ, 2. März 2017. <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiepolitik/agora-energiewende-fordert-aufspaltung-in-strompreiszonen-14904679.html>
- European Commission (2012): Connecting Europe Facility: Investing in Europe's Growth. <https://ec.europa.eu/digital-agenda/sites/digital-agenda/files/cef.pdf>
- European Commission (2014): List of actions selected for financial assistance. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20141121_cef_energy_lists.pdf
- European Commission (2015): DG Energy, Article 3 EED indicative national energy efficiency targets 2020, Stand vom 7.10.2015.
- Eurostat (2014): Mitteilung COM(2014)520, Richtlinie 2013/12/EU des Rates zur Anpassung der Richtlinie 2012/27/EU.
- FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) (2014): Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber, im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas zusammen mit den Verbänden BDEW, VKU und GEODE. http://www.fnb-gas.de/files/ffe_-_studie_ueber_einflussfaktoren_auf_den_zukuenftigen_leistungsbedarf_der_verteilnetzbetreiber.pdf
- Gaventa, J. (2014): Energy Security and the Connecting Europe Facility. Maximising public value for public money. E3G 2014.
- Grashof, K. (2016): Interview mit Katherina Grashof, IZES, November 2016.
- Hauser et al. (2015): Eva Hauser, Jan Hildebrand, Barbara Dröschel, Uwe Klann, Sascha Heib, Katherina Grashof: Nutzeneffekte von Bürgerenergie: eine wissenschaftliche Qualifizierung und Quantifizierung der Nutzeneffekte der Bürgerenergie und ihrer möglichen Bedeutung für die Energiewende. Institut für ZukunftsEnergieSysteme, September 2015.
- IEA (International Energy Agency) (2011): Harnessing variable Renewables. A Guide to the Balancing Challenge.
- IEA (International Energy Agency) (2014): International Energy Agency: The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.
- Jahn, A. (2013): Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem – die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit. The Regulatory Assistance Project. Juli 2013. <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-jahngottstein-nachfragesteuerung-2013-july-24.pdf>

Mono, R. (2016): Interview mit René Mono, Vorstand der 100 prozent erneuerbar stiftung, November 2016.

Piria, R., Naims, H., Lorente Lafuente, A. M. (2016): Carbon Capture and Utilization (CCU): Klimapolitische Einordnung und innovationspolitische Bewertung, Berlin, Potsdam: adelphi, Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). <https://www.adelphi.de/de/publikation/carbon-capture-and-utilization-ccu-klimapolitische-einordnung-und-innovationspolitische>

Prognos /Ecologic (2017): Low carbon options and gas infrastructure, Interim report 1 of a study commissioned by the BMUB. Prognos/Ecologic 2016.

Renssen, S. (2017): Debate over capacity markets heats up in Brussels. 27.03.2017. Energypost. <http://energypost.eu/debate-over-capacity-markets-heats-up-in-brussels/>

Stede, J. (2016): Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges. DIW Roundup 96, 2016.

UBA (Umweltbundesamt) (2016): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Climate Change 26/2016. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf