

UFZ Discussion Papers

Department of Economics

4/2014

Wie viel Europa braucht die Energiewende?

Erik Gawel, Sebastian Strunz, Paul Lehmann

February 2014

Wie viel Europa braucht die Energiewende?

Erik Gawel^{1,2}, Sebastian Strunz¹, Paul Lehmann¹

¹ Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Department Ökonomie,
Permoser Str. 15, 04318 Leipzig

² Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Grimmaische Str. 12, 04109 Leipzig

erik.gawel@ufz.de | sebastian.strunz@ufz.de | paul.lehmann@ufz.de

Abstract

It is often argued that Germany's energy transition (the so-called "Energiewende") needs to be „Europeanized“, so as to make the transition process more efficient. In particular, the German system of feed-in tariffs for renewables is criticized for being an obstacle to efficient European energy supply. However, we point out that Germany's approach is no outlier but rather well embedded in the European context of heterogeneous energy policies. Also, full centralization of energy policy decisions on the EU-level is neither desirable from an economic point of view nor a politically feasible option. Against this background, we identify priorities for fostering the European dimension of the Member States' energy policies, such as the coordination of grid extensions and capacity markets.

Gliederung

1. Die europäische Dimension der nationalen Energiewendepolitik in der Diskussion

2. „Europäisierung“ – eine Begriffsentwerrung

2.1 Zwei Dimensionen der „Europäisierung“ von Politikprogrammen: Zentralität der Entscheidungsbefugnis und zwischenstaatliche Homogenität von Politiken

2.2 Unterschiedliche energiepolitische Handlungsfelder

3. Positive Analyse: Gibt es einen deutschen Alleingang?

3.1 Gemeinsame energiepolitische Handlungsfelder

a) *Klimaschutz*

b) *Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze*

3.2 Handlungsfelder mit dezentralen Ansätzen der Mitgliedsstaaten

a) *Technologiepolitik: Nutzung der Atomkraft*

b) *Technologiepolitik: EE-Ausbau*

c) *Versorgungssicherheit*

d) *Energieeffizienz*

3.3 Zwischenfazit der Bestandsaufnahme

4. Normative Analyse: Die ökonomische Theorie des Föderalismus

4.1 Ökonomische Argumente für und wider Homogenität bzw. Zentralisierung

a) *Die horizontale Dimension: Homogenität von Policies?*

b) *Die vertikale Dimension: Zentralisierung von Entscheidungsbefugnis?*

4.2 Bewertung in den energiepolitischen Handlungsfeldern

a) *Klimaschutz*

b) *Technologiepolitik: Nutzung der Atomkraft*

c) *Technologiepolitik: EE-Ausbau*

d) *Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze*

e) *Versorgungssicherheit*

f) *Energieeffizienz*

5. Die Nebenbedingungen: Europäische Verfassung und politische Ökonomie der Kompetenzordnung

5.1 Energiepolitik in der EU: Der Rechtsrahmen

5.2 Polit-ökonomische Restriktionen

6. Die „Europäisierung“ der Energiewende - wie weiter?

6.1 „Europäisierung“ ohne Zentralisierung der Entscheidungsbefugnis

6.2 Optionen und Prioritäten

a) *Emissionshandel*

b) *EE-Ausbau*

c) *Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze*

7. Fazit

Literatur

1. Die europäische Dimension der nationalen Energiewendepolitik in der Diskussion

Chancen und Grenzen des Zusammenspiels nationaler und europäischer Energiepolitik sind gegenwärtig Gegenstand intensiver Diskussionen in der wissenschaftlichen Politikberatung (z. B. Acke et al. 2014; Fischer und Geden 2011; Fischer und Westphal 2012; SRU 2013). Vor allem die deutsche Energiewendepolitik wird von ökonomischer Seite oftmals kritisiert, weil eine als notwendig erachtete „Europäisierung“ fehle (acatech 2012; Frondel 2013; Mundt 2013; Sinn 2012; Weimann 2012). Danach soll eine als isoliert wahrgenommene nationale Energiewendepolitik durch europäische Integration in erster Linie deutlich kosteneffizienter werden. Hieraus ergeben sich zunächst Forderungen nach europäischer Harmonisierung der Förderung erneuerbarer Energien (EE) (Mundt 2013; Monopolkommission 2013: 119), die häufig von einer Empfehlung zum Übergang zu einer (europäischen) Grünstromquote begleitet sind (u.a. acatech 2012; Frondel et al. 2013; Hübner et al. 2012; Haucap und Kühling 2013). Zudem wird die Sinnhaftigkeit eines eigenständigen nationalen Ausbauziels der EE bestritten (Weimann 2012), das allerdings auch im Rahmen der europäischen Zielvereinbarung für 2030 in Frage gestellt wird (BusinessEurope 2013; Stavins 2014).

Neben einem supranational angeblich kostengünstiger zu organisierenden Stromerzeugungsmix (Stichwort Sonnenstrom aus Südeuropa) (u. a. Frondel et al. 2013; Mundt 2013) werden aber auch andere Felder der nationalen Energiewendepolitik in Deutschland mit europäischen Maßstäben gemessen und für problematisch erachtet: Dies gilt für die Auswirkungen des deutschen EE-Ausbaus im europäischen Netzverbund (Mundt 2013), das Erfordernis eines grenzüberschreitenden Netzausbaus – bis hin zur Vision eines kontinentalen *Super Grid* (Czisch 2005) –, aber auch für eine europäische Koordination bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen im Strommarkt (Böckers et al. 2012). Netz- und Strommarktintegration sind zugleich essenzielle Eckpunkte des avisierten EU-Binnenmarkts im Energiebereich (EU-Kommission 2012).

Die zahlreichen Kritiker begründen ihre Ablehnung einer dezidiert deutschen Energiewendepolitik mit deren Ineffizienz bei „nationalen Alleingängen“, welche speziell beim Ausbau der EE auf zwei verschiedenen Ebenen verortet wird: Einerseits wird argumentiert, dass über ein harmonisiertes Regime von gesamteuropäischen Zielen und Instrumenten die Energieversor-

gung zu weit geringeren Kosten möglich wäre (= Ineffizienz aufgrund suboptimaler räumlicher Allokation von Erzeugungs- und Übertragungsinfrastruktur). Zweitens bemängeln die Kritiker, dass das Hauptinstrument der deutschen Energiewendepolitik, das EEG, wegen seiner technologiespezifischen Ausdifferenzierung teure Technologien unnötigerweise bevorzugen, während eine Grünstromquote die kostengünstigste Umsetzung jeweils gegebener Energiewendeziele bewirken würde (= Ineffizienz aufgrund suboptimalen Technologieportfolios). Eine Annäherung an eine europäische Lösung könnte nach Meinung zahlreicher Kritiker zur Überwindung nationaler Ineffizienzen der Förderinstrumente beitragen.

Die verbreitete Anrufung des „Europäischen“ als angeblichem Effizienzhebel der Energie- und Klimapolitik lässt jedoch – sieht man von der offensichtlichen Kritik an der deutschen Energiewendepolitik einmal ab – weithin im Unklaren,

- worum es beim Übergang auf europäische Entscheidungsebenen konkret gehen soll: um eine *Zentralisierung von Entscheidungsbefugnissen* oder lediglich die *Homogenität nationaler Politikansätze*,
- inwieweit dabei jeweils über eine Harmonisierung von *Zielen* und/oder auch von *Instrumenten* gesprochen wird,
- welche der durchaus sehr verschiedenen *energiepolitischen Handlungsfelder* jeweils angesprochen sind (Klimaschutz, EE-Förderung, Energieeffizienz, Netze usw.),
- inwieweit sich Zentralisierung oder Homogenität in diesen Feldern *in normativer Hinsicht* ökonomisch überhaupt empfehlen kann,
- und welche *rechtlichen* und *polit-ökonomischen* Hindernisse darüber hinaus einer bestimmten „Europäisierung“-Strategie entgegenstehen.

Der vorliegende Beitrag möchte zu einer differenzierten Sicht auf die vielfach geforderte „Europäisierung“ der Energiewendepolitik beitragen. Zunächst stellt sich die Frage, was „Europäisierung“ im klima- und energiepolitischen Kontext konkret bedeutet (Abschnitt 2). Vor diesem Hintergrund ist sodann die These vom energiepolitischen Alleingang Deutschlands kritisch zu überprüfen (Abschnitt 3): Hat die deutsche Energiepolitik tatsächlich eine „energiepolitische Geisterfahrt“ (Sinn 2012) eingeschlagen, welche dem Vorgehen Rest-Europas fundamental widerspricht und eine ansonsten greifbare europäische Lösung des Transformationsproblems vereitelt? Des Weiteren fragt sich, für welche energiepolitischen Handlungsfelder

eine Vergemeinschaftung auf EU-Ebene aus ökonomischen Gründen überhaupt angezeigt ist (Abschnitt 4). Darüber hinaus sind rechtliche und polit-ökonomische Barrieren zu berücksichtigen (Abschnitt 5). Abschließend wird zu erörtern sein, wie vor diesem Hintergrund eine „Europäisierung-Perspektive“ der deutschen Energiewendepolitik sinnvollerweise aussehen könnte (Abschnitt 6). Ein Fazit beschließt diesen Beitrag (Abschnitt 7).

2. „Europäisierung“ – eine Begriffsentwerrung

Was genau bedeutet es, energiepolitisches Handeln zu „europäisieren“? Es kann zunächst unterschieden werden zwischen dem *Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis* (Auf welcher Ebene liegt die Regelungsbefugnis: auf nationaler oder supranationaler?) und dem Ausmaß an *Homogenität der Policies* (Sind Ziele und/oder Instrumente zwischen den Mitgliedstaaten heterogen oder homogen?) (Abschnitt 2.1). Weiterhin ist zu beachten, dass „Energiepolitik“ verschiedene Handlungsfelder mit je eigener Charakteristik der regulierten Güter umfasst, die in positiver wie in normativer Hinsicht jeweils durch unterschiedliche Grade von „Europäisierung“ gekennzeichnet sein können (Abschnitt 2.2).

2.1 Zwei Dimensionen der „Europäisierung“ von Politikprogrammen: Zentralität der Entscheidungsbefugnis und zwischenstaatliche Homogenität von Politiken

Mit Blick auf die europäische Ausrichtung energiepolitischen Handelns ist zunächst von Bedeutung, auf welcher Ebene die Befugnis zur Entscheidung über Ziele und Instrumente liegt (vertikale Kompetenzallokation); dies beschreibt den *Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis*. Davon unabhängig ist die Frage zu stellen, ob das Ergebnis der Entscheidung in Bezug auf die Mitgliedstaaten homogen oder heterogen ausfällt; dies beschreibt den *Homogenitätsgrad von Policies*. Theoretisch ergeben sich so vier verschiedene Idealtypen von europäischer Koordination (Abb. 1).

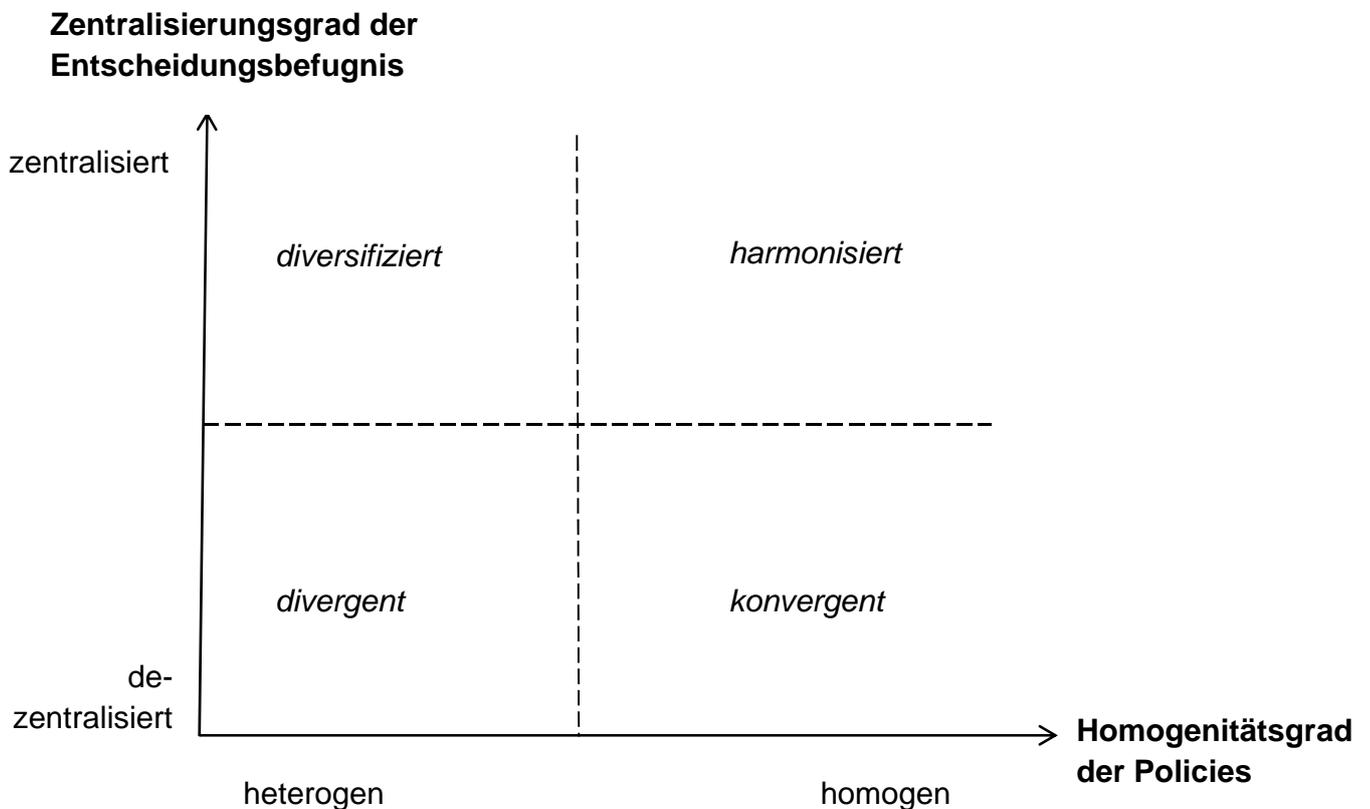


Abbildung 1: Mitgliedstaatliche Energiepolitiken im EU-Kontext

Die vertikale Achse in Abbildung 1 bezieht sich auf den *Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis*, also die Frage, ob Entscheidungen von den einzelnen Mitgliedsstaaten oder auf EU-Ebene getroffen werden. Aus politikwissenschaftlicher Sicht lassen sich hier verschiedene Grade von „vertikaler Integration“ unterscheiden (Leuffen et al. 2013, Börzel 2005): Die Extrempositionen werden durch Abwesenheit jeglicher zwischenstaatlicher Koordination (dezentralisierte Entscheidungsbefugnis) und vollständig supranationale Entscheidungen (zentralisierte Entscheidungsbefugnis) besetzt. Dazwischen lassen sich eine Reihe von Hybridformen mit Kooperation zwischen den Mitgliedsstaaten und partieller Einbindung der EU-Institutionen verorten. Hierbei ist vor allem zu fragen, ob und wie stark supranationale Institutionen an der Entscheidungsfindung beteiligt sind. Ein wichtiger Schritt an Zentralisierung ist erreicht, sofern in einem Politikfeld die sog. Gemeinschaftsmethode gilt, also der Regelfall der EU-Gesetzgebung, bei der die EU-Kommission dem Rat der EU und dem EU-Parlament einen Vorschlag zur Annahme als EU-Rechtsvorschrift unterbreitet. Darüber hinaus kann die An-

wendung der qualifizierten Mehrheit bei Abstimmungen im Rat der EU als wichtiger Zentralisierungsschritt gelten.¹ Für dieses Papier ist weniger die exakte Aufgliederung in die einzelnen Hybridstadien entscheidend, sondern vielmehr die Tatsache, dass solche Zwischenformen existieren. Eine artifizielle Dichotomie „Zentralisierung vs. nationalstaatliche Alleingänge“ wäre vor diesem Hintergrund irreführend und würde die Vielschichtigkeit im Mehrebenensystem der EU (*multi-level governance*, vgl. Hooghe und Marks 2001) ignorieren. Besser sollte die EU als „System differenzierter Integration“ (Leuffen et al. 2013) aufgefasst werden.

Die horizontale Achse in Abbildung 1 bezieht sich auf den *Homogenitätsgrad der Policies*, also die Frage, inwieweit sich die energiepolitischen Ziele und Instrumente in den einzelnen Mitgliedsstaaten im Ergebnis unterscheiden – unabhängig davon, auf wessen Entscheiden hin das Politikergebnis zustande gekommen ist. Vereinfacht lassen sich hierbei die dichotomen Ausprägungen Heterogenität und Homogenität (mit entsprechenden Zwischenstufen) beobachten.

Die Unterscheidung der beiden Dimensionen „Zentralisierungs-“ und „Homogenitätsgrad“ von Politiken ist hilfreich, um die in der „Europäisierungsdiskussion“ verwendeten Begrifflichkeiten einzuordnen. So wird oftmals der Ausdruck Harmonisierung, welcher eine Angleichung von nationalen Rechtsvorschriften bezeichnet, im Hinblick auf die Beseitigung einzelstaatlicher Hemmnisse für die Herausbildung eines energiebezogenen EU-Binnenmarktes verwendet (vgl. Scharpf 1994). Aber erfolgt eine solche Angleichung freiwillig, also *bottom-up*, oder aufgrund einer EU-Vorschrift, also *top-down*? „Harmonisierung“ in diesem weiten Sinne sagt nicht unbedingt etwas über die Entscheidungshoheit aus, wenngleich oftmals eine *top-down* Konnotation vorhanden zu sein scheint. Zur Klarstellung verwendet dieser Beitrag daher das Attribut „harmonisiert“ für Konstellationen, in denen zentralisierte Entscheidungsbefugnis im Ergebnis zu homogenen Policies führt. Im Gegensatz dazu bezeichne „konvergent“ im Folgenden Konstellationen, bei denen *bottom-up*-Prozesse zu einer Angleichung von Policies führen, also die Entscheidungsbefugnis dezentralisiert bleibt. Falls die Mitgliedsstaaten über die ausschließliche Entscheidungshoheit verfügen und heterogene Policies umsetzen, so besteht eine „divergente“ Konstellation. Die vierte mögliche Ausprägung, heterogene Poli-

¹ Nach der Neuregelung im Vertrag von Lissabon (Art. 238 AEUV) – welche zum 1.11.2014 in Kraft tritt – müssen für eine qualifizierte Mehrheit mindestens 55 % der Mitgliedstaaten (bei Vorschlag der Kommission oder des Hohen Repräsentanten für Außenpolitik, ansonsten 72 %) und 65 % der EU-Gesamtbevölkerung eine Entscheidung stützen.

cies bei gleichzeitig zentralisierter Entscheidungsbefugnis (z. B. zentral beschlossene Ziele mit je nach Mitgliedstaaten differenziertem Zielbeitrag), sei hier mit „diversifiziert“ bezeichnet.

Vor diesem konzeptionellen Hintergrund ist in der Europäisierung-Debatte in erster Linie eine saubere Trennung der Argumentationsebenen wichtig: So implizieren Argumente für eine Angleichung von einzelstaatlichen Policies nicht notwendigerweise, dass zugleich Entscheidungsbefugnisse auf EU-Ebene zentralisiert werden sollten. Kritische Rufe nach einer „Europäisierung“ der Energiewende müssen daher spezifizieren, auf welche der genannten Dimensionen jeweils Bezug genommen wird, und wie sich Forderungen nach einer bestimmten Ausprägung („harmonisiert“, „konvergent“) begründen lassen. Darüber hinaus ist zu klären, welches energiepolitische Handlungsfeld jeweils angesprochen wird, da es „die“ Energiepolitik mit einer geschlossenen ökonomischen Charakteristik nicht gibt (Abschnitt 2.2).

2.2 Unterschiedliche energiepolitische Handlungsfelder

Das Feld der Energiepolitik zerfällt in verschiedene, wohldefinierte Teilbereiche, deren Regelungsgegenstand aus ökonomischer Sicht eine je eigene Charakteristik aufweist. Hierzu zählen etwa der Klimaschutz, die Technologiepolitik im Bereich der Stromerzeugung (Atomausstieg, Förderung EE), die Herstellung eines Energie-Binnenmarktes (Strommarktdesign und Übertragungsnetze), die Versorgungssicherheit sowie Regelungen im Bereich der Energieeffizienz (siehe Tabelle 1). Das Ausmaß an Zentralisierung und Homogenität in diesen verschiedenen Handlungsfeldern ist weder faktisch identisch noch sollte es dies aus ökonomischer Sicht sein, wie in Abschnitt 4 genauer argumentiert wird. Für die einzelnen energiepolitischen Handlungsfelder lässt sich zudem unterscheiden, ob jeweils nur die Ziele oder auch die Instrumente der Energiepolitik von Zentralisierung oder Homogenität betroffen sind.

Tabelle 1: Unterschiedliche energiepolitische Handlungsfelder;

Quelle: eigene Zusammenstellung; Angaben für 2030 vorläufig, basierend auf dem Vorschlag der EU Kommission (2014); MS = Mitgliedsstaaten, ETS = Emissionshandel (Emissions Trading Scheme)

Energiepolitisches Handlungsfeld	Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis	Homogenität der Policies	
		Ziele	Instrumente
Klimaschutz	teilweise zentralisiert	2020 und 2030: EU-Gesamtziel für ETS-Sektoren, diversifizierte Unterziele der MS für Nicht-ETS-Sektoren daneben teilweise nationale Klimaziele	teilweise homogen: ETS auf EU-Ebene, jedoch teilweise mit nationalen Sonderregelungen und zusätzlichen Instrumenten heterogene Ansätze in den Nicht-ETS-Sektoren
Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze	teilweise zentralisiert	Binnenmarkt: Vollendung bis 2014 als EU-Ziel	teilweise homogen: verbindliche Anforderungen zum Unbundling; Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und Anforderungen an die MS (z. B. Angleichung der Netzcodes) heterogen bei rein nationalen Übertragungsnetzen
Versorgungssicherheit (u. a. Netzstabilität und bilanzielle Selbstversorgung)	überwiegend dezentral	kein spezifiziertes EU-Ziel (unverbindliche Programmnorm in Art. 194 AEUV)	heterogen unverbindliche Leitlinien der EU zu „angemessenen Erzeugungskapazitäten“
Technologiepolitik (Trägermix bei Stromerzeugung)	Nutzung der Atomenergie	dezentral	kein EU-Ziel, heterogene einzelstaatliche Ziele
	EE-Ausbau	überwiegend dezentral	2020: EU-Gesamtziel, diversifizierte Unterziele der MS 2030: EU-Gesamtziel ohne Unterziele der MS
Energieeffizienz	dezentral	2020: EU-Gesamtziel mit Anforderung an MS: Ausweisung von Unterzielen sowie Einleitung von Maßnahmen in den Sektoren Haushalte, Industrie, Verkehr 2030: kein EU-Ziel, weiterer Prozess noch zu definieren	heterogen

Vor dem Hintergrund der Auffächerung in verschiedene energiepolitische Handlungsfelder mit jeweils unterschiedlichen Graden an Zentralisierung bzw. Homogenität von Policies in Zielen und Instrumenten muten die vielfachen Rufe nach einer „Europäisierung der Energiewende“ bei weitem zu undifferenziert an. Im folgenden Abschnitt 3 skizzieren wir für die einzelnen Handlungsfelder zunächst die gegenwärtig vorfindbare Konstellation und gehen dabei der Frage nach, inwieweit das Energiekonzept der Bundesregierung 2010/2011 vor der europäischen Folie einen „Alleingang“ beschreibt (Abschnitt 3). Inwieweit die festgestellten Unterschiede aus ökonomischer Sicht normativ gerechtfertigt erscheinen, wird anschließend in Abschnitt 4 beleuchtet.

3. Positive Analyse: Gibt es einen deutschen Alleingang?

Zahlreiche Kritiker behaupten, dass Deutschland mit der Energiewende in gewisser Weise außerhalb des europäischen Kontexts operiere (vgl. Hübner et al. 2012). In ihrer schärfsten Form konstatiert diese Kritik einen „deutschen Alleingang“ (Weimann 2012) oder gar eine „energiepolitische Geisterfahrt“ (Sinn 2012). Die Metapher von der „Geisterfahrt“ suggeriert sogar, dass die deutsche Energiewende einem EU-weiten energiepolitischen Konsens entgegenstehe. Die folgende Bestandsaufnahme weist jedoch aus, dass diese Darstellungen nicht zutreffen. Vielmehr zeigt sich ein durchaus buntes Bild aus wenigen gemeinsamen Zielen und Instrumenten auf EU-Ebene (Abschnitt 3.1) bei gleichzeitig großer Diversität an energiepolitischen Ansätzen in den Mitgliedsstaaten (Abschnitt 3.2).

3.1 Gemeinsame energiepolitische Handlungsfelder

a) Klimaschutz

Der Klimaschutz ist wohl der am weitesten harmonisierte Bereich der Energiepolitik. So verfügt die EU momentan über bindende gemeinsame Ziele zur Reduzierung des CO₂-Ausstoßes bis 2020, wird diese voraussichtlich bis 2030 fortschreiben (EU Kommission 2014) und hat mit der Roadmap 2050 zudem entsprechende, langfristige Absichtsbekundungen vorgelegt. Diese EU-Gesamtziele werden für die vom Emissionshandel abgedeckten Sektoren seit 2013

nicht mehr länderspezifisch diversifiziert (Europäische Union 2009b)². Trotzdem zeigen sich deutlich die unterschiedlichen Ambitionen der einzelnen Mitgliedsstaaten und damit ein gewisser Grad der Divergenz in diesem Feld: Beispielsweise steht das ergänzende deutsche Klimaziel von -40 % bis 2020 in einem „latenten Widerspruch zu den rechtsverbindlichen Verpflichtungen gegenüber der EU“ (Geden und Tils 2013), da es zusätzliche, über die gemeinsamen Zielvereinbarungen hinausgehende Emissionsminderungen anpeilt. Zudem wird das EU-Ziel in den nicht vom Emissionshandel abgedeckten Sektoren (z. B. Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft) weiterhin in unterschiedliche Teil-Ziele der einzelnen Mitgliedsstaaten diversifiziert.

Auch auf der Instrumentenebene zeigt sich keine vollständige Harmonisierung: Zwar wurde auf EU-Ebene (zuzüglich Island, Liechtenstein und Norwegen) der Emissionshandel implementiert, jedoch gibt es einerseits Staaten, die keine ambitionierte Klimapolitik wünschen (vor allem die *Visegrád*-Gruppe, bestehend aus Polen, Tschechien, der Slowakei und Ungarn) und sich innerhalb des Emissionshandels Sonderregelungen erstritten haben.³ Auf der anderen Seite stehen Staaten wie Großbritannien, die zusätzliche Instrumente zum Klimaschutz einführen.⁴ Darüber hinaus sind auch die klimapolitischen Instrumente in den Sektoren außerhalb des Emissionshandels divergent.

Folglich ist selbst der Klimaschutz nicht als vollkommen harmonisiert zu bezeichnen, da weiterhin Entscheidungsbefugnisse substantiell dezentralisiert bleiben und bei den Ansätzen der Mitgliedsstaaten (sowohl bei Zielen als auch bei Instrumenten) unverändert ein gewisses Maß an Heterogenität zu verzeichnen ist.

² Bei der Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 wurde vorab kein EU-weiter Emissionsdeckel festgelegt. Vielmehr waren die Mitgliedsstaaten verpflichtet, Allokationspläne mit nationalen Emissionsdeckeln vorzulegen, aus welchen sich dann der Gesamtdeckel errechnete. Erst mit der grundlegenden Reform des Emissionshandels zum Start der dritten Handelsperiode (2013 bis 2020) erfolgte der Übergang zu einem gemeinsamen Emissionsdeckel, der explizit an das Klimaschutzziel der EU für 2020 gekoppelt ist (Europäische Union 2009b).

³ Etwa die verlängerten Fristen bis zur vollständigen Auktionierung der Emissionszertifikate – siehe Europäische Union (2009b).

⁴ So gilt etwa in Großbritannien seit April 2013 ein *Carbon Price Floor* von £ 16 pro Tonne CO₂, der bis zum Jahr 2020 auf £ 30 ansteigen und den bisherigen Preisverfall im Emissionshandel konterkarieren soll.

b) Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze

Die Vollendung eines gemeinsamen EU-Binnenmarktes ist traditionell ein Kernanliegen der europäischen Integration. Somit steht auch ein gemeinsamer Binnenmarkt für Strom, der planmäßig schon bis Ende 2014 vollständig realisiert werden sollte, im Zentrum der Bemühungen der EU-Institutionen. Die europäische Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (2009/72/EG) stellt hier die zentrale EU-Rahmengesetzgebung – und somit das Hauptinstrument zur Erreichung des Ziels – dar. Die Richtlinie verpflichtet beispielsweise die Mitgliedsstaaten, die Unabhängigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sicherstellen. Im Zuge weiterer Verordnungen wird, unter anderem, die Angleichung der einzelstaatlichen Netzkodizes erforderlich (Verordnung (EC) Nr. 714/2009). Außerdem gründete man auf EU-Ebene unterstützende Institutionen zur Zusammenarbeit und Regulierung der einzelstaatlichen Netzbetreiber („Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ ACER, und der Zusammenschluss der einzelstaatlichen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E). Diese Maßnahmen fördern zugleich ein gemeinsames Verständnis von Netzstabilität in der EU und stellen somit im bisher vornehmlich national organisierten Bereich der Versorgungssicherheit eine Ausnahme dar (siehe unten 3.2c).

Letztendlich zeigt gerade auch der Bereich Strombinnenmarkt die Grenzen der EU-Kompetenzen auf: Die gemeinsamen Ziele, verpflichtende Richtlinien und unverbindliche Leitlinien heben den grundsätzlichen Souveränitätsvorbehalt der Mitgliedsstaaten nicht auf (siehe auch Abschnitt 5.1). Substantielle Entscheidungsbefugnisse bleiben dezentralisiert, und die EU-Gesetzgebung setzt ohne Sanktionsmöglichkeiten lediglich einen groben Rahmen. Entsprechend musste die EU-Kommission (2012) konstatieren, dass das Endziel eines gemeinsamen Energiebinnenmarktes noch bei weitem nicht erreicht ist.⁵

3.2 Handlungsfelder mit dezentralen Ansätzen der Mitgliedsstaaten

a) Technologiepolitik: Nutzung der Atomkraft

Beim Thema Atomkraft zeigt sich innerhalb Europas große Divergenz, sowohl die Ziele als auch die Instrumente der Technologiepolitik einzelner Mitgliedsstaaten betreffend. Der Atom-

⁵ Eine ökonomische Analyse des Standes des europäischen Strom-Binnenmarktes bietet auch Monopolkommission (2013: 38 ff.).

ausstieg, oft als Alleinstellungsmerkmal Deutschlands tituliert, ist in Europa mitnichten singulär: So hat sich Italien schon 1986 von der Kernenergie verabschiedet und bei einer Volksabstimmung 2011 gegen die Wiedereinführung entschieden. Ähnlich verhält es sich in Irland und Österreich, wo in den 1970er Jahren weit fortgeschrittene Pläne für ein Kernkraftwerk aufgegeben wurden (Irland) beziehungsweise ein schon fertig gestelltes Kernkraftwerk nie in Betrieb genommen wurde (Zwentendorf in Niederösterreich). Belgien und die Schweiz haben, wie Deutschland, im Jahr 2011 einen Ausstieg aus der Atomenergie beschlossen. Insgesamt 11 der nunmehr 28 EU-Länder verzichten derzeit schon oder zumindest perspektivisch auf Atomenergie (www.euronuclear.org). Vor diesem Hintergrund ist der auf über zwei Jahrzehnte gestreckte deutsche Atomausstieg kaum als singulär zu betrachten. Andere Länder hingegen streben einen Einstieg in die Atomenergie an (z. B. Polen) beziehungsweise einen Ausbau der Atomenergie (Tschechische Republik, UK) oder eine Verlängerung der Laufzeiten (Spanien).

b) *Technologiepolitik: EE-Ausbau*

Auf der *Zielebene* setzt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) den Mitgliedsstaaten verbindliche Ziele zum Ausbau Erneuerbarer Energien bis 2020. Maßgabe ist dabei, den durchschnittlichen EU-weiten Anteil Erneuerbarer am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu steigern (Art. 3 Abs. 1 EE-RL). Für Deutschland ist dabei lediglich ein Anstieg auf 18 % vorgesehen; auch nach den neuesten zur Verfügung stehenden europäischen Daten aus dem Jahr 2011 liegt Deutschland mit 12,3 % knapp unter dem Durchschnitt der EU-Länder mit 13 %.⁶ Dies gilt im Übrigen auch für den Stromsektor: Hier weist Deutschland im Jahr 2011 mit 21,3 % EE-Anteil an der Stromproduktion einen im Vergleich zum EU-Schnitt von 21,7 % leicht unterdurchschnittlichen Anteil auf (EU Kommission 2013: 165/175). Was die anteilige EE-Nutzung angeht, ist und bleibt Deutschland mittelfristig allenfalls europäischer Durchschnitt. Auffallend sind im europäischen Maßstab eher die ambitionierten Steigerungsraten von einem schwachen Startpunkt aus sowie die langfristige Festlegung bis 2050.⁷ Bis 2020 ergeben sich hingegen gerade keine deutschen Singularitäten im europäischen Ziel-

⁶ <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/29592/umfrage/anteil-der-energieerzeugung-durch-erneuerbare-energie-in-der-eu-27-in-2005/>

⁷ Für den Stromsektor ergibt sich dies aus § 1 Abs. 2 EEG. Die dort genannten Zielwerte sollen aber im Zuge der geplanten EEG-Novelle 2014 gestreckt werden (für 2025 40-45 % und 2035 55-60 %, derzeit 2030 50 %). Bis 2050 sind 80 % angestrebt. Für den Primärenergieverbrauch wird im Übrigen nach dem Energiekonzept der Bundesregierung (2010/11) eine Halbierung bis 2050 und im selben Zeitraum ein EE-Anteil von 60 % am Bruttoendenergieverbrauch angestrebt.

Maßstab. Für einen angemessenen Vergleich der Perspektive bis 2050 fehlen aber gegenwärtig noch die künftigen Politikentwürfe der übrigen Mitgliedstaaten; im Hinblick auf den Zeitraum 2020 bis 2030 hat die EU-Kommission (2014) vorgeschlagen, EE-Ziele nicht mehr in verbindliche Unterziele für einzelne Mitgliedsstaaten zu übersetzen. Es ist daher fraglich, wie ein weiterhin auf europäischer Ebene verbindliches gemeinsames EE-Ziel bis zum Jahr 2030 durchgesetzt werden soll (siehe auch Geden und Fischer 2014). Die langfristigen EE-Ausbauziele der deutschen Energiewende – mindestens 50 % EE-Anteil an der Stromproduktion bis 2030 und mindestens 80 % bis 2050, 60 % bis 2050 beim Endenergieverbrauch – ragen insoweit weiterhin im europäischen Vergleich heraus, ohne dass bereits die für einen gehaltvollen Vergleich erforderlichen europäischen Zielmarken vollständig definiert wären. Die für die aktuelle Energiepolitik relevanten mittelfristigen nationalen Energieziele bis 2020 weichen hingegen gerade nicht signifikant vom EU-Mittel ab.

Bei der Beurteilung der deutschen Langfristziele sollte zudem wohl auch die bisherige, eher zweifelhafte Compliance bei den deutschen Klimazielen (etwa mit Blick auf die deutliche Zielverfehlung des 25 %-Ziels für 2005⁸) in Rechnung gestellt werden, so dass die strikte Realisierung der langfristigen nationalen Zielstellungen als durchaus offen gelten muss.⁹ Die im Zuge der EEG-Reform 2014 geplante Streckung des Zielkorridors beim EE-Ausbau im Stromsektor auf nunmehr 40-45 % bis 2025 und 55-60 % bis 2015 macht dies bereits deutlich. Überschießende Zielstellungen werden im politischen Prozess ggf. nach unten korrigiert oder Zielverletzungen schlicht hingenommen.

Auf der *Instrumentenebene* verfügen die Mitgliedsstaaten über weitgehende Entscheidungsspielräume. Die EE-Richtlinie eröffnet lediglich Optionen für eine stärkere Koordination nationaler Instrumente zwischen einzelnen Mitgliedsstaaten (statistische Transfers, gemeinsame Projekte und gemeinsame Fördersysteme), welche jedoch bislang kaum genutzt werden (Klinge-Jacobsen et al. 2014). 17 der 28 Mitgliedsstaaten setzten im Jahr 2013 für die Förderung

⁸ Bereits 1995 hatte sich Deutschland auf dem Klimagipfel in Berlin verpflichtet, den Ausstoß von CO₂ bis zum Jahr 2005 um 25 % im Vergleich zu 1990 zu senken. Das „Nationale Klimaschutzprogramm der Bundesrepublik Deutschland“ vom 18. Oktober 2000 bekräftigte diese Zielstellung. Erreicht wurden kommentar- und folgenlos lediglich 21,2 % – siehe <http://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>.

⁹ Der aktuelle Bericht zum Treibhausgasinventar 1990-2012 verdeutlicht, dass auch das Erreichen der -40%-Zielmarke bis 2020 keinesfalls gesichert ist, siehe <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klimaschutzberichterstattung/>

EE auf Einspeisetarife ähnlich dem deutschen EEG (www.RES-legal.eu). Im Vergleich dazu benutzten nur vier Mitgliedsstaaten ein reines Quotenmodell (Polen, Rumänien, Belgien und Schweden) und zwei Mitgliedsstaaten eine Kombination aus Einspeisevergütung und Quote (Italien und Großbritannien). Zudem wird Italien das Kombimodell zugunsten eines reinen Einspeisemodells auslaufen lassen und Polen zusätzlich zum Quotenmodell ein Einspeisemodell einführen (Bertram 2013). Die deutsche EE-Förderung über Einspeisetarife mit garantierten Vergütungen und Abnahmevorrang läuft somit keinesfalls einem europäischen Quoten-Mainstream entgegen.

Außerdem zeigen sich bei der Entwicklung der verschiedenen Einspeisemodelle Indizien, die in der Vergangenheit auf eine allmähliche Konvergenz hindeuten (Jacobs 2012, Kitzing et al. 2012, Ragwitz et al. 2012). In einer detaillierten Studie etwa weist Jacobs (2012) nach, wie sich die Modelle Deutschlands, Frankreichs und Spaniens über die Jahre hinweg einander annähern bis Spanien in Folge der Wirtschaftskrise einen Förderstopp verhängte. Über die allgemeine Entwicklung der europäischen Förderinstrumente bilanzieren Kitzing et al. (2012: 200): „There is certain reason to expect a further development into the direction of a bottom-up convergence of RES-E policy supports [...]“. Konvergenz impliziert hier nicht, dass es einen prädestinierten Endpunkt der Entwicklung gäbe, sondern vielmehr, dass die Mitgliedsstaaten bei der Weiterentwicklung ihrer Instrumente Erfahrungen austauschen und dabei oftmals ähnliche Problemlösungen implementieren. Die Herausforderung der Marktintegration der EE etwa könnte ein Auslöser der zunehmenden Einführung von Prämienmodellen sein (vgl. Kitzing et al. 2012, www.RES-legal.eu), die in Deutschland nach der Einführung im EEG 2012 (Gawel und Purkus 2013a, 2013b) auch im EEG 2014 noch eine verstärkte Rolle einnehmen sollen (BMWi 2014). Andere aktuelle Entwicklungen (Förderstopp in Spanien, Vorschlag der EU-Kommission für 2030-Ziele, siehe oben) lassen sich gegenwärtig freilich als Anzeichen wieder zunehmender Divergenz beim EE-Ausbau interpretieren.

c) Versorgungssicherheit

Unter Versorgungssicherheit wird die dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung verstanden, insbesondere hinsichtlich der langfristigen Adäquatheit der Versorgung (Verfügbarkeit der Primärenergieträger, Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten) sowie der kurzfristigen Gewährleistung der Netzstabilität (BMWi 2012). Daneben spielt auch die bilanzielle Selbstver-

sorgung – also die Maßgabe, nicht auf Nettostromimporte angewiesen zu sein – in politischen Konzeptionen von Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle, etwa um Importrisiken zu minimieren. Netzstabilität lässt sich kurzfristig durch Maßnahmen des Last-, Erzeugungs- und Netzverbundmanagements sichern, setzt aber stets auch langfristige Maßnahmen der grundlegenden Kapazitätssicherung (Adäquatheit) voraus. Während zunehmend Maßnahmen zur Netzstabilität auch auf europäischer Ebene organisiert werden, etwa im Bereich des Netzverbundes (dazu oben 3.1.b), bleiben Maßnahmen zur langfristigen Sicherung einer unterbrechungsfreien Versorgung weitgehend in nationaler Hand. In diesem Zusammenhang ist etwa zu beobachten, dass hinsichtlich des Niveaus an Versorgungsunterbrechungen innerhalb der EU bisher deutliche – wenngleich tendenziell abnehmende – Unterschiede bestehen (CEER 2011: 27 ff.). Auch was explizite Instrumente zur Allokation von Erzeugungskapazitäten angeht (z. B. Kapazitätsmärkte), findet bislang so gut wie keine Koordination auf EU-Ebene statt. Dabei enthält der EU-Vertrag von Lissabon erstmals die „Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union“ (Art. 194 AEUV) als ein Ziel europäischer Energiepolitik. Immerhin können einige Maßnahmen zur Integration der transnationalen Übertragungsnetze (dazu oben 3.1b) auch als Annäherung der unterschiedlichen Niveaus der Netzstabilität interpretiert werden. Daneben kündigt die EU-Kommission in ihrer Kommunikation zur Weiterentwicklung des gemeinsamen Binnenmarktes für Elektrizität (Europäische Kommission 2012) die Einrichtung einer „Electricity Coordination Group“ mit dem Ziel an, die Kooperation im Bereich Versorgungssicherheit zu stärken. Dennoch lässt auch die Binnenmarktkonzeption nationale Konzepte und Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung (Konzepte bilanzieller Selbstversorgung, Regelenergie- und Kapazitätsmärkte, strategische Reserven) unberührt.

d) Energieeffizienz

Die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EG verpflichtet in Art. 7 die Mitgliedsstaaten, ihren durchschnittlichen jährlichen Endenergieabsatz zwischen 2014 und 2020 um jährlich 1,5 Prozent zu senken, um das Energieeffizienzziel der EU von 20 % bis 2020 zu erreichen. Die Vorschläge der EU-Kommission (2014) zur Energiepolitik bis 2030 dagegen beinhalten kein verbindliches europäisches Effizienzziel mehr.

Bezüglich der instrumentellen Umsetzung des 2020-Ziels macht die Effizienz-Richtlinie den Mitgliedsstaaten keine spezifischen Vorschriften, daher zeigt sich hier ein sehr heterogenes

Bild. Einige Mitgliedsstaaten beispielsweise verpflichten Energieversorger, die Einsparziele zu erreichen. So müssen Energieversorger in Italien, Großbritannien und Frankreich „Weiße Zertifikate“, also zertifizierte Einsparmengen, nachweisen. Andere Staaten wie etwa Deutschland setzen eher auf Förderprogramme und Energiesteuern, um die Energieeinsparungen zu erreichen (vgl. Fraunhofer ISI et al. 2012).

3.3 Zwischenfazit der Bestandsaufnahme

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten: Die Energiewende macht Deutschland innerhalb einer höchst diversen energiepolitischen Landschaft insbesondere im Zeitfenster bis 2020 nicht zum Außenseiter. Entweder bewegen sich die nationalen Zielmarken im europäischen Zielrahmen (Klimaschutz) bzw. im europäischen Durchschnitt (EE-Ausbau bis 2020) oder erscheinen vor dem Hintergrund der Diversität von Politiken mitnichten als singulär (Atomausstieg, EEG). Demgegenüber suggerieren die zitierten Bilder von der „Geisterfahrt“ und dem „Alleingang“ einen von Deutschland abweichenden energiepolitischen Konsens in der Rest-EU, dem sich Deutschland aus nicht rationalen Motiven entgegenstelle, anstatt sich anzuschließen. Wie erläutert wurde, steht diese Darstellung jedoch zur Realität in einem nicht unerheblichem Spannungsverhältnis (siehe auch Gawel et al. 2013). Insgesamt ist die energiepolitische Landschaft in der EU äußerst vielgestaltig. Dabei setzen die gemeinsamen energiepolitischen Ziele auf EU-Ebene – wie die Schaffung eines Strombinnenmarktes oder die langfristige Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung – einen groben Rahmen, innerhalb dessen die Mitgliedsstaaten versuchen, ihre eigenen, teils stark divergierenden Präferenzen durchzusetzen.

Anders als andere EU-Staaten hat Deutschland aber bereits jetzt einen hochambitionierten Zielpfad jenseits von 2020 formuliert. Dieser erkennbare Unterschied ist jedoch für die aktuelle Energiepolitik allenfalls von symbolischer Bedeutung. Es bleiben daher als besondere Merkmale Ausmaß und Tempo der gegenwärtig angestrebten nationalen *Umgestaltung* der Energieversorgung, die jedoch in den Sektoren Wärme und Verkehr bislang kaum umgesetzt ist. Inwieweit die Energiewendeziele und -maßnahmen Deutschland im EU-Kontext tatsächlich im Ergebnis langfristig herausheben werden, bleibt somit abzuwarten.

4. Normative Analyse: Die ökonomische Theorie des Föderalismus

Aus Sicht der ökonomischen Theorie des fiskalischen Föderalismus (z. B. Oates 1972, 1999) ist a priori unklar, ob eine vollständige Harmonisierung der Energiepolitik auf EU-Ebene in allen benannten Handlungsfeldern sinnvoll wäre. Vielmehr muss sorgfältig abgewogen werden, was für bzw. gegen eine Zentralisierung der Entscheidungsbefugnis und/oder Homogenität der einzelnen Policies spricht (Abschnitt 4.1). Zudem kann diese Einschätzung in den einzelnen energiepolitischen Handlungsfeldern unterschiedlich ausfallen (Abschnitt 4.2).

4.1 Ökonomische Argumente für und wider Homogenität bzw. Zentralisierung

a) Die horizontale Dimension: Homogenität von Policies?

Die Theorie des fiskalischen Föderalismus nach Oates (1972, 1999), Olson (1969) und Musgrave (1959) betont die Rolle heterogener Präferenzen bei der Entscheidung, wieviel eines öffentlichen Gutes (de)zentral bereitgestellt werden soll. Falls etwa energiepolitische Ziele und Instrumente auf EU-Ebene homogen wären, führte dies zu einer sub-optimalen Auswahl und Allokation von Technologien, soweit der jeweils entstehende nationale Energiemix nicht den Präferenzen der dortigen Bevölkerung entspräche; „Präferenzen“ meint in diesem Kontext notwendige Werturteile über die Umwelt- und Sicherheitsrisiken und über die nicht-marktbewerteten externen Kosten der Energieversorgung. Strom ist zwar als Sekundärenergieträger ein homogenes Gut, nicht aber unter Berücksichtigung der ökologischen Begleiterscheinungen und ökonomischen Versorgungsrisiken der zu seiner Herstellung eingesetzten Primärenergieträger. Zu fragen ist daher jeweils, wie heterogen die Präferenzen in Bezug auf diese Risiken und externen Kosten innerhalb der EU sind. Je größer die Heterogenität, desto größer der Wohlfahrtsverlust durch homogene Policies. Eine interessante Frage in diesem Kontext lautet, bis zu welchem Grad unterschiedliche politische Positionen der Mitgliedsstaaten zugleich auf grundlegende Unterschiede in den Präferenzen der Bevölkerung zurückgeführt werden können (oder auf polit-ökonomische Gründe – dazu unten 5.2).

Energiepolitische Entscheidungen, die in erheblichem Umfange zu nicht-marktlichen Kosten und Risiken beitragen, können nicht allein anhand marktbewerteter Kosten gesamtwirtschaftlich effizient getroffen werden; schon deshalb sind Visionen einer über europäische Märkte bzw. eine zentralisierte oder koordinierte Netzplanung gesteuerte paneuropäische Infrastrukturu-

rallokation in ihrem Effizienzanspruch verfehlt: Auch die im Energiebereich höchst vielfältigen, weit über Klimafolgen hinausreichenden externen Umweltkosten (z. B. Strahlungsschäden, lokale Umwelteffekte von EE) sind hier einzubeziehen. Da über sie jedoch weithin keine Marktbewertungen oder auch nur objektivierbare Daten vorliegen, müssen sie politisch bewertet werden. Derartige Bewertungen fallen naturgemäß unterschiedlich aus. Und soweit die Berücksichtigung von Marktversagen nicht über internalisierende Instrumente der Umweltenergiepolitik geschieht oder aus praktischen Gründen nicht geschehen kann, so mag dies hilfsweise auch in anderer pragmatischer Form opportun sein, z. B. durch technologische Eingriffe. Dies ist mitnichten ein Grundsatz-Verstoß gegen das Effizienz-Postulat, sondern seine notwendige Ergänzung um politische Bewertungen von Externalitäten unter pragmatischen Bedingungen zweit- und drittbesten Welten (Gawel et al. 2012).

b) Die vertikale Dimension: Zentralisierung von Entscheidungsbefugnis?

Aus ökonomischer Sicht gibt es sowohl Gründe für als auch gegen eine Zentralisierung von Entscheidungsbefugnissen (vgl. Dalmazzone 2006): Als allokativen Gründe für eine Zentralisierung werden in der ökonomischen Literatur insbesondere Skalenerträge und Verbundvorteile genannt (Blankart 2007). Skalenerträge bestehen, sofern die Bereitstellung öffentlicher Güter zu geringeren Durchschnittskosten möglich ist, je größer die bereitgestellte Menge. Verbundvorteile ergeben sich, sofern die zentrale Bereitstellung verschiedener Outputs billiger ist als die dezentrale Bereitstellung jedes einzelnen Outputs. Beispielsweise könnte man im Bereich der EE argumentieren, dass die EU-weite Koordination von Windenergie in Nordeuropa und Sonnenenergie in Südeuropa den Einsatz von EE kosteneffizient ermöglichen würde, sofern lokale Externalitäten dabei berücksichtigt werden.¹⁰ Zudem ist eine zentralisierte Entscheidungsbefugnis immer dann notwendig, soweit auf europäischer Ebene auftretende externe Effekte sowie regionale *spill-overs* angemessen adressiert werden müssen (vgl. Banzhaf und Chupp 2012), etwa im Zusammenhang mit Treibhausgasemissionen oder Netzstabilität.

Das Hauptargument für dezentralisierte Entscheidungsbefugnis besteht in der innovationsfördernden Kraft des *laboratory federalism* (Oates 1999, Ania und Wagener 2014). Föderale Strukturen ermöglichen das kleinskalige Experimentieren mit verschiedenen Policies – ein

¹⁰ Zu den Problemen, dies angesichts von regionalen Externalitäten auch volkswirtschaftlich optimal über europäisch integrierte Märkte und Netze bewerkstelligen zu lassen, bereits oben 4.1.a).

Prozess, der schneller und billiger zur besten Lösung führen kann als groß-skalige *trial-and-error*-Ansätze (Anderson und Hill 1997). Gerade im Kontext der Energiewende mit vielfältigen Unsicherheiten und ungelösten Problemen erscheint dieses Argument durchaus stark. Weiterhin führt aus polit-ökonomischer Sicht Dezentralisierung zu besserer Achtung regionaler Präferenzunterschiede (*preference-matching*) und stärkt die Zurechenbarkeit von Entscheidungen (*accountability*) (Lockwood 2006).

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten, dass aus Sicht der ökonomischen Theorie ein a priori optimales Niveau an „Europäisierung“ weder in Bezug auf den Zentralisierungsgrad der Entscheidungsbefugnis noch mit Blick auf die Homogenität der Policies betreffend, existiert. Ganz im Gegenteil handelt es sich um ein „vielschichtiges Abwägungsproblem“ (Blankart 2007: 67), welches im Folgenden für die einzelnen energiepolitischen Handlungsfelder näher erörtert wird.

4.2 Bewertung in den energiepolitischen Handlungsfeldern

a) Klimaschutz

Der Ausstoß von Treibhausgasen wie CO₂ führt zur global wirksamen Externalität des Klimawandels, deswegen wären sowohl Ziele als auch Instrumente zum Klimaschutz im Optimalfall auch global festzulegen. Entsprechend ist hilfsweise auf europäischer Ebene jedenfalls ein zentralisierter Ansatz mit homogenen Zielen und Instrumenten zu bevorzugen, während Einzelaktionen der Mitgliedsstaaten eher die Kosteneffizienz reduzieren (Monopolkommission 2013). Somit sind die weiterhin diversifizierten Ziele der Mitgliedsstaaten in den nicht vom Emissionshandel erfassten Sektoren, aber auch die daneben fortbestehenden nationalen (aggregierten) Klimaziele aus ökonomischer Sicht jeweils ineffizient. National diversifizierte Klimaziele könnten allerdings unter Verteilungsgesichtspunkten (*burden sharing*) gerechtfertigt erscheinen.

b) Technologiepolitik: Nutzung der Atomkraft

Eine europäische Zentralisierung der Atompolitik wäre weder auf Ziel- noch auf Instrumentenebene zu befürworten, da die Risikopräferenzen diesbezüglich zu unterschiedlich ausfallen: In einer im Jahr 2008 EU-weit durchgeführten Umfrage lag die Spannweite des Anteils der Menschen, die die Nutzung der Kernenergie befürworten, zwischen 7 % (Zypern) und 64 %

(Tschechische Republik, Litauen).¹¹ Durch ein zentralisiertes EU-Vorgehen könnte beispielsweise Deutschland seinen Atomausstieg nicht mehr oder nur auf Kosten der französischen Präferenz für Kernenergie durchsetzen. Das „letzte Wort“ der Mitgliedsstaaten bei der Festlegung des Technologieportfolios bei der Stromerzeugung führt somit zu einer effizienteren Ausdifferenzierung im Vergleich zu einem EU-Ansatz mit zentralisierter Entscheidungsbezugnis und homogenen Policies.

c) *Technologiepolitik: EE-Ausbau*

Eigenständige Ziele für den EE-Ausbau neben dem Klimaschutzziel werden zwar wiederholt als für den Klimaschutz entbehrlich kritisiert (Weimann 2012, Stavins 2014), lassen sich aber wegen der multiplen Externalitäten konventioneller Energieversorgung weit über die Klimafolgen hinaus auch ökonomisch als *second-best*-Ansatz einer pragmatischen Internalisierungspolitik rechtfertigen (vgl. Gawel et al. 2012; SRU 2013). Sofern EE-Ziele als gesetzt betrachtet werden (zur Adressierung von Nicht-Klima-Externalitäten oder schlicht als politisches Rahmendatum), so stellt sich anschließend die Frage, auf welcher Regierungsebene der Ausbau EE zu regeln ist: EU-weit, national oder regional/lokal? Als zentrale Kriterien bei der Beantwortung dieser Frage sind die räumliche Reichweite der Externalitäten von EE und der Grad der Heterogenität der Präferenzen (Bewertung der externen Kosten EE) heranzuziehen.

Relevante Externalitäten im Bereich der Erneuerbaren fallen sowohl auf europäischer als auch auf nationaler und lokaler Ebene an: Die Auswirkungen des EE-Ausbaus auf die Netzstabilität wirken sich insbesondere auch grenzüberschreitend aus (europäischer Lastausgleich), wohingegen die Umweltauswirkungen von Erzeugungs- und komplementärer Netzinfrastruktur meist lokal als Standorteffekte invidieren. Zwar dürfte eine Angleichung der EE-Förderung in Europa die Effizienz der räumlichen Allokation der EE hinsichtlich ihrer betriebswirtschaftlichen Erzeugungskosten verbessern (vgl. Unteutsch und Lindenberger 2014). Andererseits zieht ein die Erzeugungskosten minimierender EE-Ausbau größere Folgekosten beim transnationalen Netzausbau und bei den (dabei nicht berücksichtigten) lokalen Standortexternalitäten nach sich. Entscheidungen über den EE-Ausbau auf EU-Ebene zu regeln ist mithin nicht etwa gleichbedeutend mit einer ausschließlich an betriebswirtschaftlichen Erzeugungskosten orientierten Allokation der Produktionskapazitäten. Ein starkes Argument *gegen* Homogenität der

¹¹ <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1175/umfrage/zustimmung-zur-kernenergie-in-europa/>

EE-Policies läge vor, falls unterschiedliche direkte Präferenzen bezüglich des Anteils EE an der Energieversorgung oder unterschiedliche Bewertungen der lokalen externen Effekte von EE bestünden, wovon freilich auszugehen ist: Die einzige dazu vorliegende Untersuchung zeigt, dass tatsächlich in Deutschland der Anteil EE an der Energieversorgung einen größeren Effekt auf die Lebenszufriedenheit hat als in anderen Ländern (Welsch und Biermann 2013). Das Argument des *laboratory federalism*, also die innovationsfördernde Kraft des Systemwettbewerbs liefert wiederum einen Grund, weshalb die Entscheidungsbefugnis über den EE-Ausbau nicht komplett auf die EU übertragen werden sollte. Gerade ungelöste Herausforderungen wie die Marktintegration der EE könnten durch dezentrale Policy-Experimente womöglich besser adressiert werden.

Insgesamt ist der optimale Grad an Zentralisierung und Homogenität im Bereich EE-Ausbau aufgrund der Unsicherheiten kaum exakt zu bestimmen. Eine tendenzielle Richtungsangabe hin zu mehr Entscheidungsabstimmung und Angleichung der Policies im Vergleich zur gegenwärtigen Fragmentierung erscheint aber angezeigt, um durch zwischenstaatliche Zusammenarbeit die Kosteneffizienz des EE-Ausbaus zu steigern.

d) *Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze*

Ein europäischer Binnenmarkt bei leitungsgebundenen Energien begründet sich aus wohlfahrtsökonomischer Sicht vor allem aus den allokationstheoretischen Vorteilen größerer Märkte und den dynamischen Vorzügen der Schaffung und Ausweitung des Wettbewerbs bei Gas und Strom (Monopolkommission 2013: 38; Böckers et al. 2013). Und mit Blick auf die bereits miteinander physisch verknüpften Stromnetze in Europa könnte eine zentralisierte Entscheidungsbefugnis theoretisch zum kosteneffizienten Aufbau eines kontinental integrierten Netzes führen. Ein vollständig integriertes Netz wäre wiederum Voraussetzung für einen wirklich EU-weiten Strombinnenmarkt, der aus ökonomischer Sicht wegen des zu erwartenden größeren Produzentenwettbewerbs vor allem die Wohlfahrt der Konsumenten steigern dürfte. Allerdings bleibt bei diesem supranationalen Ansatz offen, wie lokale Externalitäten der Netz- und Erzeugungs-Infrastruktur und deren regional abweichende Bewertung angemessen adressiert werden können.

e) *Versorgungssicherheit*

In einem integrierten Binnenmarkt könnte auch die Versorgungssicherheit jedes Mitgliedsstaates europäisch organisiert werden. Aufgrund der sich einstellenden paneuropäischen Arbeitsteilung bei der (Strom-)Produktion bedeutete dies, dass einzelne Länder zu Importeuren und nationale Vorstellungen von bilanzieller Selbstversorgung und gesicherter Verfügbarkeit insoweit überflüssig würden. Zugleich würde auch die Netzstabilität europäisch definiert. Allerdings spielen auch hier heterogene Präferenzen in Bezug auf volkswirtschaftliche Kosten von Versorgungsunterbrechungen (Probleme bei der Netzstabilität) normativ durchaus eine Rolle. So fragt sich, inwieweit die zu beobachtenden Unterschiede hinsichtlich der länderspezifischen Unterbrechungen der Stromzufuhr die Präferenzen der jeweiligen Bevölkerung widerspiegeln: Haben die Deutschen eine höhere Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen als ihre Nachbarn? Zu dieser Frage gibt es nur wenig empirische Evidenz, die keine eindeutigen Schlüsse zulässt (siehe Schmidthaler et al. 2012, Schubert et al. 2013, Vennegeerts et al. 2008). Insgesamt ist somit unklar, ob die Präferenzen bezüglich Versorgungssicherheit innerhalb der EU so stark voneinander abweichen, dass ein EU-einheitliches Niveau ineffizient wäre. Zudem ist jedoch zu beachten, dass „bilanzielle Selbstversorgung“ in Deutschland auch als notwendiges Hilfsziel gesehen werden kann, um den Atomausstieg nicht durch zusätzliche Importe von Atomstrom zu konterkarieren. Eine Koordination bei der derzeit in vielen Mitgliedsstaaten diskutierten oder bereits geplanten (angelaufenen) Einführung von Kapazitätsmärkten wäre sicherlich angezeigt, um Überkapazitäten zu vermeiden und Kosteneffizienz im Blick zu behalten; andererseits bestünde potentiell die Gefahr, dass ein aus Brüssel gesteuertes Allokationsverfahren heterogenen Präferenzen nicht gerecht würde.

f) *Energieeffizienz*

Energieeffizienzziele¹² und -instrumente sollten – sofern lokale Externalitäten der Energieerzeugung auch lokal internalisiert werden – klar auf europäischer Ebene geregelt werden, um

¹² Inwiefern Energieeinsparung überhaupt als separates Ziel ökonomisch zu rechtfertigen ist, bleibt umstritten (vgl. Weimann 2012, Mennel und Sturm 2008). Ökonomisch optimal wäre ein Energieverbrauch, bei dem der Grenznutzen der letzten benötigten Einheit genau den Grenzkosten entspräche – wobei Kosten hier auch externe Kosten der Energieversorgung beinhalten muss. Da sich die direkte Einpreisung aller externen Kosten in der Praxis als schwierig erweist, kann Energieeinsparung gegebenenfalls als Hilfsziel legitimiert werden: Angenommen, der gegenwärtige Energieverbrauch verursache ineffizient hohe externe Kosten, so kann Energieeinsparung

gemäß dem Äquimarginalprinzip die Grenzvermeidungskosten auf höherer Ebene angleichen zu können: Kosteneffizient wäre auf der Instrumentenebene wohl ein einheitlicher europäischer Markt für weiße Zertifikate. Allerdings wird auch argumentiert, dass bereits eine Kombination aus EE-Förderung und Emissionshandel den Energieverbrauch senkt und daher die Einführung zusätzlicher weißer Zertifikate aus wohlfahrtsökonomischer Sicht nicht angezeigt sei (Meran und Wittmann 2012).

5. Die Nebenbedingungen: Europäische Verfassung und politische Ökonomie der Kompetenzordnung

Der vorherige Abschnitt hat gezeigt, dass aus ökonomischer Sicht normative Aussagen über Zentralität und Homogenität immer nur bedingt möglich sind; in einigen energiepolitischen Handlungsfeldern wären gegenüber dem *status quo* homogenere Policies und/oder zentralisiertere Entscheidungsbefugnis womöglich vorteilhaft. Doch selbst wenn die normative ökonomische Analyse in Einzelbereichen klar für „mehr Europa“ streiten würde, so dürfen doch nicht die Restriktionen vergessen werden, die einer Ausgestaltung föderaler Kompetenz- und Policy-Strukturen nach rein ökonomischen Kriterien in der Realität entgegenstehen: Europäisches Primär- und Sekundärrecht setzen einer stärkeren europäischen Zentralisierung oder Homogenisierung mitgliedstaatlicher Policies rechtliche Grenzen (Abschnitt 5.1). Eine freiwillige Angleichung von Policies oder eine Veränderung der rechtlich kodifizierten Kompetenzordnung muss überdies politisch durchsetzbar sein und richtet damit zusätzlich den Blick auf die nationalen energiepolitischen Interessen (Abschnitt 5.2).

5.1 Energiepolitik in der EU: Der Rechtsrahmen

Mit dem Vertrag von Lissabon 2009 verfügt die EU im Bereich Energie erstmals über explizite Kompetenzen. Im Vergleich zu früheren EU-Verträgen weist der Vertrag von Lissabon einen eigenen Titel XXI „Energie“ (Art. 194 AEUV) auf, der vier Ziele einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik definiert: „a) Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarktes; b) Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union; c) Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energie-

die Reduktion der externen Kosten auf ein effizienteres Maß erleichtern, das andernfalls – mit Hilfe eines *first-best*-Ansatzes – nicht erreichbar wäre.

quellen und d) Förderung der Interkonnektion der Energienetze“ (EU 2010: 134). Hiermit erhalten die supranationalen Organe der EU erstmals eine rechtliche Grundlage, energiepolitisch tätig zu werden und im Rahmen des EU-Gesetzgebungsverfahrens Initiativen zu ergreifen. Gleichwohl verfügt jeder Mitgliedsstaat weiterhin über das Recht, souverän „die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“ (EU 2010: 135). Die Hauptkompetenz der Energiepolitik liegt also nach wie vor bei den Mitgliedsstaaten und „bleibt als limitierende Komponente erhalten“ (Fischer 2009: 59). Trotz der Einführung geteilter Kompetenzen für die EU zeigt der Vertrag von Lissabon, „dass die Regierungen keineswegs gewillt waren, Entscheidungen über die grundlegendsten Elemente der Energiepolitik an eine supranationale Ebene abzutreten“ (ibid: 60). Somit besteht für die Energiepolitik der EU eine rechtliche Ausgangslage, die „Auslegungs- und Abgrenzungsprobleme nicht beseitigt, sondern verschärft“ (Schlacke 2013: 10).

Welche Einflussmöglichkeiten verschafft der Vertrag von Lissabon der EU-Kommission als zentralem supranationalen Akteur? Zuvörderst wirkt das energiepolitisch erweiterte Primärrecht als Legitimationsgrundlage für Initiativen der Kommission und gestattet ihr zunehmend selbstbewusstes Agieren (Fischer 2009). Die Kommission hat zwar nicht die Möglichkeit, den Mitgliedsstaaten eine bestimmte Energiepolitik vorzuschreiben, über die Mitwirkung am europäischen Gesetzgebungsprozess kann sie dennoch den Rahmen der einzelstaatlichen Politik mitgestalten. So kann gerade die „offene Methode der Koordinierung“, also der von der Kommission begleitete Erfahrungsaustausch und Performancevergleich („Benchmarking“), unter den Mitgliedsstaaten eine freiwillige Annäherung einzelstaatlicher Policies bewirken (Borrás und Jacobsson 2004, Kerber und Ekardt 2007, Ania und Wagener 2014). Ein solch offener Prozess trägt auch der hohen Diversität hinsichtlich des Technologiemic und der energiepolitischen Grundausrichtung der Mitgliedsstaaten Rechnung – im Gegensatz zu direkten top-down Harmonisierungsversuchen der Kommission.

Insgesamt lässt sich die EU-Ebene als *Rahmen* der einzelstaatlichen Energiepolitik beschreiben: Die verbindlichen Richtlinien, unverbindlichen Leitlinien und Empfehlungen der EU erzeugen Rechtfertigungsdruck, den die Mitgliedsstaaten trotz ihres Souveränitätsvorbehalts nicht ignorieren können (vgl. Bonn et al. 2014). So wird der Einfluss der EU auf die nationalen Energieportfolios aus rechtlicher Sicht als „predominantly indirect, yet powerful (Callies

and Hey 2013:88)“ bewertet. Eine gemeinsame europäische Energiepolitik ist bisher jedoch – bis auf wohldefinierte Einzelbereiche (Klimaschutz, Binnenmarkt) - rechtlich nicht eröffnet. Für den Stromsektor sind insbesondere eine einheitliche europäische Technologiepolitik oder eine europaweite Allokation von Erzeugungskapazitäten mangels Kompetenztitel für die europäische Gesetzgebung gar nicht möglich.

Vor diesem Hintergrund könnte nun eine normative ökonomische Kompetenz-Analyse derartige Restriktionen des europäischen Primärrechts ignorieren, sie als vorgegebenen Analyse-rahmen akzeptieren oder in den Regelungen zum Teil sogar föderalismustheoretische Argumente zur Berücksichtigung z. B. von Präferenzheterogenität wiedererkennen. Für die praktische „Europäisierungspolitik“ führt jedoch kein Weg an der gegebenen rechtlichen Kompetenzordnung vorbei. Wird hingegen *de lege ferenda* deren Änderung angestrebt, so müssen zusätzlich die energiepolitischen Interessen der Mitgliedstaaten berücksichtigt werden – und damit deren Bereitschaft zur Änderung des Primärrechts bzw. zu harmonisierter Ausgestaltung des Sekundärrechts (5.2).

5.2 Polit-ökonomische Restriktionen

Einer europäisch zentralisierten Regulierung von Technologieportfolio und Standortallokation stehen nicht zuletzt auch starke polit-ökonomische Pfadabhängigkeiten zugunsten eines Verbleibs der Entscheidungshoheit bei den Mitgliedsstaaten entgegen. Bislang bestehen zwischen den Mitgliedsstaaten große Unterschiede hinsichtlich des Energiemix‘ (Knopf et al. 2013). Während beispielsweise Frankreichs Stromerzeugung zu drei Vierteln auf Atomkraft basiert, wird Strom in Polen zu über vier Fünfteln aus fossilen Brennstoffen erzeugt und in Schweden wiederum zur Hälfte aus Erneuerbaren Energien. Hieraus ergeben sich teils stark divergierende energiepolitische Zielvorstellungen, die (auch) den Erhalt der bestehenden Portfolios und Standorte absichern sollen. Nun würde eine EU-weit völlig freigegebene, dezentral organisierte Wahl von Technologien und Standorten gerade diesen Erhalt nicht garantieren. Im Extremfall könnte eine gesamteuropäische Optimierung der Standortallokation von Kraftwerkskapazitäten zur völligen Aufgabe bisheriger Erzeugungsstandorte und der damit verbundenen regionalen Wertschöpfung führen. Für Politiker der jeweiligen Mitgliedsstaaten ergibt sich daraus der Anreiz, Entscheidungshoheit auf nationaler Ebene zu halten, um die jeweiligen Energiemixe strukturell zu konservieren und über energiepolitische Entscheidungen Zustimmungsmä-

ximierung zu betreiben. Nationale energiepolitische Kompetenzen sind für Politiker, die zum Zwecke der Zustimmungsmaximierung Lasten zwischen Bevölkerungs- und Interessengruppen aktiv zu makeln beabsichtigen (McCormick und Tollison 1981), ein besonders wirkungsvoller Hebel. Technologie-, Branchen-, Regional- und Gruppeninteressen lassen sich auf diese Weise hervorragend gezielt ansteuern, wie im Zuge der Energiewende eindrucksvoll zutage tritt. Diesen Steuerungsspielraum zugunsten eines europäischen öffentlichen Gutes, nämlich der Effizienz der Versorgung, aus der Hand zu geben, verstößt daher gegen die Interessen der nationalen Entscheidungsträger. Starke Pfadabhängigkeiten sind die Folge: Umfassende Strukturveränderungen können nur langfristig und nur mit Zustimmung der einzelnen Mitgliedsstaaten umgesetzt werden. Zum Beispiel sind die von fossilen Energieträgern geprägten Strukturen Osteuropas und das zum Großteil auf Atomkraft basierende französische Energiesystem nicht im Handumdrehen mit dem deutschen System zu einem auf identischen Policies stehenden, gemeinsamen zentraleuropäischen Energiesystem formbar - völlig unabhängig davon, wie dieses „Euro-Energiesystem“ konkret aussehen würde. Insoweit steht mitnichten nur Deutschland einer paneuropäischen Technologie- und Standortallokationspolitik im Wege, sondern vielmehr die nationalstaatlichen Interessen *sämtlicher* Mitgliedstaaten und ihrer politischen Entscheidungsträger.

Vor diesem Hintergrund muss die realpolitische Tauglichkeit von visionären Vorschlägen zur Optimierung einer EU-Energiewende, wie die Errichtung eines transkontinentalen *Super Grids* (Czisch 2005) oder die EU-weite Einführung eines energiepolitischen Investitionsprogramms – eine Art „New Deal“ zur Linderung der Folgen der Finanzkrise in Südeuropa (Creutzig et al. 2013) – kritisch hinterfragt werden. Ist beispielsweise Deutschland bereit, die Verfügungshoheit über das sehr hohe Niveau an Versorgungssicherheit durch eine Übertragung von Allokationskompetenzen auf die EU-Ebene abzugeben? Und wie steht es um die norwegische Bereitschaft, als „grüne Batterie“ Europas zu fungieren? Generell besteht hier großer Forschungsbedarf in Bezug auf die *politische* Umsetzbarkeit derartiger großskaliger Lösungskonzepte. Die Studie von Gullberg (2013) über die politischen Realisierungschancen der Idee von Norwegen als „grüner Batterie“ Europas zeigt in ihrer interessenpolitischen Szenarienanalyse, dass langfristig durchaus Chancen für eine verstärkte Einbeziehung Norwegens als Speicherstandort im Rahmen einer EU-Energiewende bestehen könnten; allerdings lasse der inkrementelle Entscheidungsprozess in Norwegen ein kurzfristiges Abrufen des (geographisch und politisch

gegebenen) Potentials gerade nicht zu. Entscheidend sind auch hier Präferenzen der Bevölkerung hinsichtlich der Bewertung der lokalen und regionalen Naturfolgen einer Indienstnahme norwegischer Wasserkraftpotenziale für europäische Zwecke. Diese Kostenkategorien sind ebenso relevant wie die marktbewerteten Kosten und Nutzen von Kraftwerks- oder Netzinvestments, die entsprechende Überlegungen einer stärker arbeitsteiligen Stromerzeugung in Europa bislang allein anleiten.

Ähnlich verhält es sich mit Vorschlägen einiger Kritiker des EEG, die eine EU-weite Grünstromquote fordern: Der Umstieg Deutschlands von Einspeisetarifen auf ein Quotenmodell könne der „Beginn eines europäisch harmonisierten Vorgehens“ sein, so Hübner et al. (2012: 303; vgl. auch Haucap und Kühling 2013). Jedoch widerspricht diese Sichtweise diametral der realpolitischen Entwicklung, denn bereits zwei Mal scheiterte die EU-Kommission mit Versuchen, den Mitgliedsstaaten ein EU-weites Quotenmodell anzudienen: Sowohl die Entstehungsgeschichte der Richtlinie 2001/77/EG als auch die Entstehung der Richtlinie 2009/28/EG können als vergebliche Versuche der Kommission interpretiert werden, einen harmonisierten europäischen Grünstrom-Zertifikathandel zu lancieren (Jacobs 2012: 28 ff.). Realistische Pfade zu europäisch koordinierter EE-Förderpolitik – und generell zu „mehr Europa“ in der Energiepolitik – laufen dagegen eher über bottom-up Konvergenz von bereits beschrittenen Wegen. Der folgende Abschnitt beleuchtet diese Option genauer.

6. Die „Europäisierung“ der Energiewende - wie weiter?

In den vorangegangenen Abschnitten haben wir dargelegt, dass eine eigenständige Energiepolitik auf EU-Ebene nur sehr zögerlich institutionalisiert wird und dass eine polarisierende Zuspitzung auf den Antagonismus „zentralisierter EU-Ansatz vs. nationale Alleingänge“ der Vielschichtigkeit der europäischen Energiepolitik kaum gerecht wird. Eine supranationale Harmonisierung „der Energiewende“ in allen energiepolitischen Handlungsfeldern ist weder ökonomisch anzustreben noch aus unionsrechtlicher oder polit-ökonomischer Sicht realistisch. Eine sofortige, weitreichende Kompetenzabtretung der Mitgliedsstaaten an die EU im Energiebereich kann also kaum den Referenzpunkt der Diskussion abgeben. Vor diesem Hintergrund skizzieren wir anschließend, wie ohne Zentralisierung die Vorteile von homogenen

und/oder koordinierten Ansätzen realisiert werden können (Abschnitt 6.1) und welchen energiepolitischen Handlungsfeldern hierbei Priorität zukommen sollte (Abschnitt 6.2).

6.1 „Europäisierung“ ohne Zentralisierung der Entscheidungsbefugnis

Intergouvernementale bottom-up Prozesse entsprechen der energiepolitischen Diversität in der EU besser als top-down Ansätze zur Vereinheitlichung von Policies durch Kommission und Parlament. Der EU-Rechtsrahmen mit verschiedenen energiepolitischen Zielstellungen und bindenden Richtlinien schafft dabei einen aus Sicht der Mitgliedsstaaten gemeinsamen Kontext. Hierbei entsteht Problemlösungsdruck, der beispielsweise zu einer Konvergenz bei den Förderinstrumenten für EE beitragen könnte. Der politikwissenschaftlichen Konvergenztheorie (Holzinger et al. 2008) folgend argumentiert Jacobs (2012), dass im Fall der EE-Förderung zwei weitere Mechanismen Konvergenz fördern – transnationale Kommunikation und regulatorischer Wettbewerb. Bereits die einfache Kommunikation zwischen Regierungen kann zur Angleichung von Policies führen: so orientierte sich beispielsweise Frankreich bei der Degression für Photovoltaik-Einspeisevergütungen am deutschen Vorbild (ebenda: 134); und regulatorischer Wettbewerb stellte die Haupttriebkraft für die Angleichung der Photovoltaik-Vergütungshöhen in Spanien, Deutschland und Frankreich dar (ebenda: 219).

Ebenso ist dezentralisierte Entscheidungsbefugnis auch nicht gleichbedeutend mit vollständiger Ohnmacht der EU auf dem Gebiet der Energiepolitik. Vielmehr verfügt die EU-Kommission mit der „offenen Methode der Koordinierung“ über ein Mittel, um die Politik der Mitgliedsstaaten zu beeinflussen. Entsprechend macht die Kommission von diesem ergebnisoffenen und wenig einzelstaatlichen Widerstand generierenden Werkzeug flexiblen Gebrauch (Kitzing et al. 2012, Gephart et al. 2012).

6.2 Optionen und Prioritäten

Welche energiepolitischen Handlungsfelder prioritär für eine stärker zentralisierte und/oder homogene Ausgestaltung in Frage kommen, richtet sich einerseits nach der normativen Vorzugswürdigkeit entsprechend der föderalismustheoretischen Analyse, andererseits nach der konkreten Machbarkeit anhand der gegebenen rechtlichen Kompetenzordnung bzw. den politökonomischen Hemmnissen eines Neuzuschnitts. Schließlich bleibt beachtlich, inwieweit ein Bereich bereits auf der aktuellen energiepolitischen Agenda steht, für die sich bald Richtungsentscheidungen abzeichnen. Vor diesem Hintergrund zeigen sich vor allem drei energiepoliti-

sche Handlungsfelder, in denen dem Kooperationsausbau aus unterschiedlichen Gründen besondere Bedeutung zukommt: die Weiterentwicklung des Emissionshandels (a), der Ausbau der EE (b) und die Vollendung des Energie-Binnenmarktes einschließlich transnationaler Übertragungsnetze (c).

a) *Emissionshandel*

Der Klimaschutz mit dem Instrument des europäischen Emissionshandels für ausgewählte Emissionssektoren ist *das* europäische Handlungsfeld par excellence: Aus ökonomischer und rechtlicher Sicht ist der europäische Raum die richtige Steuerungsebene zur Begrenzung von Treibhausgasen. Dennoch bestehen in Ausgestaltung und konkretem Vollzug erhebliche, die Funktionstüchtigkeit beeinträchtigende Defizite, die sich auf polit-ökonomisch erklärable nationale Souveränitätsvorbehalte und Einflussnahmen zurückführen lassen (Markussen und Svendsen 2005, Anger et al. 2008, Skodvin et al. 2008). Hier kommt es vor allem darauf an, die ökonomisch sinnvolle und rechtlich eröffnete Zentralisierungsperspektive konsequent durchzusetzen und den Emissionshandel als europäischen Hebel zu ertüchtigen und von nationalen Einflussnahmen freizustellen. Zu den Effizienz-Hemmnissen zählt im Übrigen auch das Festhalten an nationalen Teilzielen der CO₂-Minderung.

b) *EE-Ausbau*

Deutlich anders stellt sich die Problemlage beim Ausbau der EE dar: Unsere Analyse mittels der ökonomischen Theorie des Föderalismus ergab keine eindeutige normative Aussage über den „optimalen“ Grad an Zentralisierung (siehe 4.2 c). Weiterhin lässt die aktuelle Diskussion über die Fortschreibung der EU-Klimapolitik nach 2020 momentan eher auf eine Fragmentierung der EE-Politiken schließen, da laut Vorschlag der EU-Kommission (2014) verbindlich festgelegte EE-Ziele der Mitgliedsstaaten nicht mehr vorgesehen sind und selbst das gemeinsame EE-Ziel für die gesamte EU in Frage gestellt wird (vgl. *BusinessEurope* 2013, *Stavins* 2014). Vor diesem Hintergrund scheint verstärkte dezentrale Koordination der einzelnen EE-Förderprogramme angezeigt – bei gleichzeitiger Beibehaltung zumindest des EU-weiten Ausbauziels (siehe auch *SRU* 2013).

Wie könnte eine verstärkte europäische Koordination der nationalen EE-Politiken aussehen? Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG sind gemeinsame Förderinstrumente, gemeinsame Projekte verschiedener Mitgliedsstaaten und statistischer Transfer von EE-Strom

zur Anrechnung auf die verbindlichen EE-Ziele zulässig (siehe auch Klessmann et al. 2010). Somit besteht bereits heute eine rechtliche Basis, auf der die Mitgliedsstaaten ihre individuellen Förderinstrumente zu einem gemeinsamen Förderregime zusammenlegen könnten. Bisher haben allerdings nur zwei Staaten (Italien und Luxemburg) angedeutet, dass sie die vorgesehenen Kooperationsmechanismen bis 2020 nutzen möchten. Neben den Aktivitäten der Mitgliedsstaaten könnte in Zukunft auch die EE-Förderung durch supranationale Institutionen wie dem European Investment Fund (EIF) und der European Investment Bank (EIB) einen größeren Stellenwert einnehmen.

Mittelfristig stellt die Marktintegration der EE die vielleicht größte Herausforderung für den EE-Ausbau dar. Hier könnte Systemwettbewerb innerhalb Europas zum Auffinden einer ‚best-practice‘-Variante beitragen. Ein Performance-Vergleich zwischen unterschiedlichen Instrumenten zur EE-Marktintegration wäre, ganz im Sinne des *laboratory federalism* (Oates 1999, Ania und Wagener 2014), aussichtsreicher als zentral gesteuerte Ansätze. Momentan werden verschiedenste Optionen diskutiert, um die Marktfähigkeit von EE zu verbessern, etwa die Umstellung auf technologie- und größenneutrale Einspeiseprämien. Der bisherige Ansatz in Deutschland mit einer lediglich optionalen und überdies „gleitenden Marktprämie“ wird – vor allem mit Blick auf die in Deutschland dominierenden fluktuierenden Erneuerbaren – bislang eher skeptisch beurteilt (Gawel und Purkus 2013a, 2013b).

c) *Binnenmarkt und transnationale Übertragungsnetze*

Der avisierte Strombinnenmarkt und die dafür notwendige Integration der Übertragungsnetze sind an sich im Endzustand auf Zentralisierung angewiesen. Davon allerdings sind wir gegenwärtig noch weit entfernt. Zwischenzeitlich sind daher weitere Schritte einer engeren Kooperation der Mitgliedsstaaten erforderlich. Die Analyse hat gezeigt, dass die aus ökonomischer Sicht zu erwartenden Wohlfahrtsgewinne verstärkter Kooperation (siehe 4.2d) bisher noch nicht vollständig gehoben werden (siehe 3.1b).

Wichtig im Sinne des gemeinsamen Binnenmarktes wäre vor allem ein koordiniertes Vorgehen bei den Themen Kapazitätsmärkte und Netzausbau. Entsprechend warnt die EU-Kommission (2013) in ihrer Kommunikation zum gemeinsamen Binnenmarkt vor einer unkoordinierten Einführung verschiedener Kapazitätsmärkte, die nicht aufeinander abgestimmt sind.

Die Entwicklung gemeinsamer europäischer Netzcodes durch die Organisationen „Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ (ACER) und „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) stellen einen wichtigen Schritt hin zur vollständigen Integration der Übertragungsnetze dar. Solange jedoch, wie es derzeit Praxis ist, Netzentwicklungspläne national entworfen und auf europäischer Ebene bloß aufaddiert werden, kann von einem gemeinsamen Vorgehen beim Netzausbau keine Rede sein.

7. Fazit

Bewegt sich Deutschland mit der Energiewende aus europäischer Sicht ins Abseits? Deutschlands Energiepolitik ist, was den EE-Ausbau betrifft, in Ausmaß, Geschwindigkeit und Zeithorizont des Umbaus zweifellos ambitionierter als andere EU-Staaten. Dies gilt vor allem für die langfristigen Ziele der Energiewende. Bis 2020, dem gegenwärtig für die Energiepolitik allein relevanten Zielzeitraum, ist Deutschland aber in allen Zielbereichen unauffällig im europäischen Mittelfeld platziert und bleibt selbst 2020 im Ausbauergebnis weiterhin unterdurchschnittlich, was den Anteil der EE am gesamten Endenergieverbrauch, ja selbst den Stromsektor angeht. Insoweit ist Deutschland kein Einzelgänger oder gar ein „energiepolitischen Geisterfahrer“ (Sinn 2012), der einem angeblichen EU-Mainstream entgegensteuere. In Gegenteil stellt sich die EU im Bereich Energie als ausdifferenzierte Politik-Landschaft dar, mit teils großen Unterschieden bei den Technologieportfolios und ebenso heterogenen Policies. Sehr große Diversität zeigt sich gerade bei der Nutzung von Atomenergie, weshalb auch der über zwei Jahrzehnte gestreckte deutsche Atomausstieg wohl kaum eine Singularität darstellt. Auf der anderen Seite gibt es bereits einige gemeinsame energiepolitische Zielsetzungen und Absichtserklärungen auf EU-Ebene (20-20-20-Ziele, Roadmap 2050), sowie auf der Instrumentenebene den gemeinsamen Emissionshandel und sogar längere Phasen einer Konvergenz im Bereich der EE-Förderung. Hier steht Deutschland keineswegs allein, sondern eher im Trend der Entwicklung.

Auch aus normativer Sicht der ökonomischen Theorie kann eine zentral gesteuerte oder durch dezentrale Koordination im Ergebnis homogene EU-Energiepolitik kaum flächendeckend als a priori anzustrebender, weil „effizienter“ Referenzpunkt gelten. Denn in einigen energiepolitischen Handlungsfeldern wäre eine solche EU-weite Harmonisierung sicherlich nicht optimal

(Atomenergie) oder zumindest fraglich (EE-Förderung, Versorgungssicherheit). Erstens spiegeln die unterschiedlichen Policies der Mitgliedsstaaten bis zu einem gewissen Grad immer auch die Präferenzen der Bevölkerung wider. Und zweitens betont die ökonomische Theorie des Föderalismus, dass unter Unsicherheit selbst bei identischer Problemlage ein dezentralisierter Systemwettbewerb zu insgesamt besseren Ergebnissen führen kann.

Davon abgesehen sind die polit-ökonomischen Barrieren gegenüber einer stärker zentralisierten und homogenen EU-Energiepolitik groß – zumal deren Etablierung unionsrechtlich durch das herrschende Primärrecht gar nicht statthaft wäre. Das hypothetische Idealkonstrukt einer perfekt integrierten europäischen Energiewende, die alle Ziele ausschließlich auf EU-Ebene definiert, den Strom-Binnenmarkt umgehend vollendet und ein (trans-)kontinentales *Super Grid* nutzt, taugt energiepolitisch im Wesentlichen nur als kontrafaktische Folie oder als regulative Vision. Diese darf aber nicht als realpolitisch abrufbare Option missverstanden werden. Der Souveränitätsvorbehalt der Mitgliedsstaaten in wesentlichen Bereichen der Energiepolitik ist vorerst unionsrechtlich schlicht gesetzt, erscheint interessenpolitisch zugleich weitgehend verriegelt und dürfte im Übrigen auch die Relevanz unterschiedlicher Präferenzen bei der Energieversorgung angemessen widerspiegeln, was auch für eine normative ökonomische Beurteilung nicht ohne Bedeutung ist.

Die eingangs zitierten ökonomischen Hauptvorwürfe gegen Deutschlands EE-Förderung, die räumlich ineffiziente Allokation von EE-Kapazitäten und ein suboptimales Technologieportfolio, laufen daher letztlich ins Leere. Zwar wird mit der gegenwärtigen Policy-Fragmentierung bei dezentraler Entscheidungsstruktur kurzfristig kein (betriebswirtschaftlich) kosteneffizienter EE-Ausbau auf EU-Ebene erreicht. Daraus lässt sich aber nicht im Umkehrschluss ableiten, dass die Entscheidungsbefugnis den Mitgliedsstaaten insoweit entzogen oder die Policies europaweit harmonisiert werden sollten. Erstens sprechen teilweise heterogene Präferenzen (unterschiedliche Risikopräferenzen und Schadensbewertungen der Umweltfolgen der Energieversorgung) gegen eine vollständig zentral geregelte EE-Allokation. Zweitens könnte sich mittelfristig die gesamteuropäische Allokationseffizienz durch bottom-up Konvergenz der Policies und zwischenstaatliche Kooperation verbessern. Drittens stellt aufgrund der rechtlichen und polit-ökonomischen Restriktionen eine vollständig zentral gesteuerte (oder vollständig konvergente) technologieneutrale EE-Allokation gar keinen für die Praxis relevanten Vergleichsmaßstab dar.

Bleiben aber die Politikansätze auf europäischer Ebene persistent divers, so lautet doch wohl die entscheidende Frage, wie sich die nationale Energiepolitik in Deutschland vor diesem Hintergrund positionieren soll: Die relevante Alternative besteht dann nämlich nicht in einem - objektiv unmöglichen - „europäischen Schulterchluss“, sondern vielmehr in fortbestehender Diversität, freilich ohne ambitionierte nationale Energiewendepolitik. Selbst wenn und soweit eine stärkere Zentralisierung und Homogenisierung auf EU-Ebene ökonomisch wünschenswert wäre, bleibt dies doch politisch kaum eine abrufbare Option. Sollte Deutschland also die Energiewende auf Eis legen, bis Frankreich aus der Atomkraft aussteigt und in Polen Kohle nicht mehr der wichtigste Energieträger ist? Es erscheint argumentativ fragwürdig, die Diversität der Ansätze innerhalb der EU heranzuziehen, um speziell die deutsche Energiewendepolitik zu delegitimieren. Gerade *durch* die EU-weite Diversität und die bestehenden Restriktionen ergibt sich eine Berechtigung für eine nationale Energiewendepolitik.

Das bedeutet nicht, dass auf eine stärkere europäische Einbindung verzichtet werden sollte. Doch der oftmals als wünschenswert apostrophierte Sprung zu paneuropäischen Ansätzen wie einem *Super Grid* oder einer EU-weiten Grünstromquote stellt offensichtlich keinen politisch realisierbaren Pfad zu einer EU-Energiewende dar. Vielmehr gilt es, in Zukunft in kleinen Schritten voranzugehen und die bereits rechtlich vorgesehenen Koordinationsmechanismen beim EE-Ausbau zu nutzen, die EU-weiten Institutionen zur Kooperation bei Netzausbau und Netzregulierung zu stärken sowie auf eine Abstimmung bei der eventuellen Einführung von Kapazitätsmärkten zu achten. Die Vorschläge der EU-Kommission (2014) zur 2030-Perspektive lassen jedoch mittelfristig eher auf noch weniger Gemeinsamkeiten in der Energie- und Klimapolitik schließen. Soweit ersichtlich, findet die damit wohl einhergehende (Re-) Fragmentierung des EE-Ausbaus gerade dort Zustimmung, wo bislang europäischer Gleichklang als Unterpfand eines effizienten Ausbaus der Erneuerbaren galt. Hier schließt sich offensichtlich der argumentative Kreis: Denn nicht etwa die fehlende Europäisierung der deutschen EE-Förderung gilt hier offenbar als das entscheidende Effizienzhindernis, sondern die explizite staatliche Technologiepolitik selbst – egal, auf welcher Ebene sie vorangetrieben wird. Beide Argumentationsebenen – „richtige“ Handlungsebene und „richtiger“ Politikansatz – sollten jedoch nicht miteinander vermischt werden. Der Verzicht auf eigenständige europäische Erneuerbaren-Ziele entzieht auch einer möglichen Europäisierung des deutschen EE-Ausbaus den Referenzanker. In der so auf die bunte Welt nationaler Ansätze zurückgeworfe-

nen energiepolitischen Landschaft Europas bleibt die deutsche Energiewendepolitik aber eine legitime Antwort auf die Nachhaltigkeitsherausforderungen im Energiesystem.

Literatur

- acatech (Hrsg) (2012) Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft. Acatech Position, Heidelberg.
- Acke, D., Hill, K., Hogan, M., Gaventa, J., Skillings, S., Turner, S., (2014). From Roadmaps to Reality. A Framework for Power Sector Decarbonisation in Europe. Abrufbar unter: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality\(web\).pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality(web).pdf).
- Ania, A., Wagener, A. (2014). Laboratory Federalism: The Open Method Of Coordination (OMC) as an evolutionary learning process. *Journal of Public Economic Theory* DOI: 10.1111/jpet.12079.
- Anderson, T. L., Hill, P. J. (Eds.) (1997). *Environmental Federalism*. Lanham, MD: Rowman and Littlefield.
- Anger, N., Böhringer, C., Oberndorfer, U. (2008). Public Interest vs. Interest Groups: Allowance Allocation in the EU Emissions Trading Scheme. ZEW Discussion Paper no. 08-023.
- Banzhaf, H. S., Chupp, A. B. (2012). Fiscal federalism and interjurisdictional externalities: New results and an application to US Air pollution. *Journal of Public Economics* 96(5): 449-465.
- Bertram, F. (2013). EEG oder Quote? Die Zukunft der Marktintegration erneuerbarer Energien. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(5): 14-17.
- Blankart, C. (2007). *Föderalismus in Deutschland und Europa*. Nomos: Baden-Baden.
- BMWi (2012): *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Berlin.
- BMWi (2014). *Eckpunkte für die Reform des EEG*, 17.01.2014.
- Bonn, M., Heitmann, N., Reichert, G., Voßwinkel, J. (2014). „Brüsseler Spitzen“: Europäische Impulse für eine EEG-Reform. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64(1/2): 42-46.
- Borrás, S., Jacobsson, K. (2004). The Open Method of Coordination and New Governance Patterns in the EU, *Journal of European Public Policy* 11: 185-208.
- Böckers, V., Giessing, L., Haucap, J., Heimeshoff, U., Rösch, J. (2012). Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. *Ordnungspolitische Perspektiven* Nr. 24. Düsseldorf: Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE).
- Böckers, V., Haucap, J., Heimeshoff, U. (2013). Benefits of an Integrated European Electricity Market, DICE Discussion Paper No 109, September 2013.
- Börzel, T. A. (2005). Mind the Gap! European Integration between level and scope. *Journal of European Public Policy* 12(2): 217-236.

- Businesseurope (2013). A competitive EU energy and climate policy. http://www.bdi.eu/download_content/KlimaUndUmwelt/20130618_FINAL_Brochure_2030_energy_and_climate_LOW_RESOLUTION.pdf.
- Callies, C., Hey, C. (2013). Multilevel Energy Policy in the EU: Paving the Way for Renewables. *Journal for European Environmental and Planning Law* 10(2): 87-131.
- Council of European Energy Regulators CEER (2011). 5th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply. http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/CEER_5thBenchmarking_Report.pdf.
- Creutzig, F., Goldschmidt, J.C., Lehmann, P., Schmid, E., von Blücher, F., Breyer, C., Fernandez, B., Jakob, M., Knopf, B., Lohrey, S., Susca, T., Wiegandt, K. (2013). Catching two European birds with one renewable stone: Mitigating climate change and Eurozone crisis by an energy transition. Working Paper prepared for the 2013 Dahrendorf Symposium, Berlin.
- Czisch, G. (2005). Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. <https://kobra.bibliothek.uni-kassel.de/bitstream/urn:nbn:de:hebis:34-200604119596/1/DissVersion0502.pdf>.
- Dalmazzone, S. (2006). Decentralization and the environment. In: Ahmad, E., Brosio, G. (Eds.), *Handbook of fiscal federalism*, Edward Elgar: Cheltenham, 459-477.
- Europäische Kommission (2012). Making the internal energy market work. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_en.htm.
- Europäische Kommission (2013). EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook 2013. Abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2013_pocketbook.pdf.
- Europäische Kommission (2014). A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Abrufbar unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/docs/com_2014_15_en.pdf.
- Europäische Union (2009a). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. *Official Journal of the European Union*, 5.6. 2009.
- Europäische Union (2009b). Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. *Journal of the European Union*, 5.6. 2009.
- Europäische Union (2010). Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Union. *Amtsblatt der Europäischen Union* 53 (C 83): 1-388.
- Fischer, S. (2009). Energie- und Klimapolitik im Vertrag von Lissabon: Legitimationserweiterung für wachsende Herausforderungen. *Integration* 1/2009: 50-62.
- Fischer, S., Geden, O.(2011). Die deutsche Energiewende europäisch denken, SWP-aktuell 47/2011.

- Fischer, S., Westphal, K. (2012). Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen in der EU. SWP-Studie 27/2012. Stiftung Wissenschaft und Politik: Berlin.
- Fraunhofer ISI, Öko-Institut, ecofys (2012). Kosten-/Nutzen-Analyse der Einführung markorientierter Instrumente zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1462/2012-043-de.pdf>.
- Frondel, M., Schmidt, C.M., aus dem Moore, N. (2013) Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 37: 27-41.
- Gawel, E., Korte, K., Lehmann, P., Strunz, S. (2012). Effizient oder nicht-Effizient: Das ist hier die Frage! Spielt Effizienz in der Energiewendepolitik wirklich keine Rolle?, *GAiA* 23 (1): 14-17.
- Gawel, E., Purkus, A. (2013a). „Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?“, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(1): 43-61.
- Gawel, E., Purkus, A. (2013b). Promoting the Market and System Integration of Renewable Energies through Premium Schemes – A Case Study of the German Market Premium, *Energy Policy* 61: 599-609.
- Gawel, E., Strunz, S., Lehmann, P. (2013). “The German Energiewende under Attack. Is there an Inscrutable German Sonderweg?” *Nature and Culture* 8(2): 121-133.
- Gephart, M., Klessmann, C., Kimmel, M., Page, S., Winkel, T. (2012). Contextualising the debate on harmonising RES-E support in Europe. A report compiled within the European IEE-project beyond 2020.
- Geden, O., Fischer, S. (2014). Moving Targets. Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020. SWP-Studie 1/2014. Stiftung Wissenschaft und Politik: Berlin.
- Geden, O., Tils, R. (2013). Das deutsche Klimaziel im europäischen Kontext: strategische Implikationen im Wahljahr 2013. *Zeitschrift für Politikberatung* 2013, Heft 1. Abrufbar unter http://www.zpb.nomos.de/fileadmin/zpb/doc/Aufsatz_ZPB_13_01_Geden_Tils.pdf.
- Gullberg, A.-T. (2013). The political feasibility of Norway as the “green battery” of Europe. *Energy Policy* 57: 615-623.
- Haucap, J., J. Kühling (2013). Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(3): 41-49.
- Holzinger, K., Knill, C. and B. Arts (eds.) (2008). *Environmental policy convergence in Europe*, Cambridge: Cambridge University Press.
- Hooghe, L. and G. Marks (2001). *Multi-level governance and European integration*, Lanham, MD: Rowman and Littlefield.
- Hübner, M., Schmidt, C. M. and B. Weigert (2012). Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 13(4): 286-307.
- Jacobs, D. (2012). *Renewable Energy Policy Convergence in the EU: The Evolution of Feed-in Tariffs in Germany, Spain and France*. London: Ashgate.
- Kerber, W., Eckardt, M. (2007) Policy Learning in Europe: the Open Method of Co-ordination and Laboratory Federalism, *Journal of European Public Policy* 14: 227-247.

- Klessmann, C., Lamers, P., Ragwitz, M., Resch, G. (2010). Design options for cooperation mechanisms under the new European renewable energy directive. *Energy Policy* 38: 4679–4691.
- Kitzing, L., Mitchell, C., Mothorst, P. E. (2012). Renewable energy policies in Europe: converging or diverging? *Energy Policy* 51: 192-201.
- Klinge Jacobsen, H., Pade, L. L., Schröder, S. T., Kitzing, L. (2014). Cooperation mechanisms to achieve EU renewable targets. *Renewable Energy* 63: 345–52.
- Knopf, B., Bakken, B., Carrara, S., Kanudia, A., Keppo, I., Koljonen, T., Mima, S., Schmid, E., van Vuuren, D. (2013). Transforming the European energy system: Member States' prospects within the EU framework. *Climate Change Economics*, 4, 1-26.
- Leuffen, D., Rittberger, B., Schimmelfennig, F. (2013). *Differentiated Integration. Explaining Variation in the European Union*. Basingstoke: Palgrave Macmillan.
- Lockwood, B. (2006). The political economy of decentralization. In: Ahmad, E., Brosio, G., (Eds.), *Handbook of fiscal federalism*. Edward Elgar: Cheltenham, 33-60.
- Markussen, P., Svendsen, G. T., 2005. Industry lobbying and the political economy of GHG trade in the European Union. *Energy Policy* 33: 245–255.
- McCormick, R. E. , Tollison, R. D. (1981). *Politicians, Legislation and the Economy*, Boston: M. Nijhoff.
- Mennel, T., Sturm, B. (2008). Energieeffizienz – eine neue Aufgabe für staatliche Regulierung?, ZEW Discussion Paper No. 08-004, Mannheim.
- Meran, G., Wittmann, N. (2012). Green, brown, and now white certificates: Are three one too many? A micro-model of market interaction. *Environmental and Resource Economics*, 53(4):507-532.
- Mundt, A. (2013). Die Energiewende braucht Marktvertrauen. *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft* 2 (6), 241-242.
- Monopolkommission (2013). *Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten 65*. Abrufbar unter http://www.monopolkommission.de/sg_65/s65_volltext.pdf.
- Musgrave, R. A. (1959). *The Theory of Public Finance*. New York: McGraw Hill, 1959.
- Oates, W.E. (1972). *Fiscal Federalism*. New York: Harcourt Brace Javanovich.
- Oates, W. E. (1999). An Essay on Fiscal Federalism. *Journal of Economic Literature* 37: 1120-1149.
- Olson, M. (1969). The Principle of “Fiscal Equivalence”. *The Division of Responsibilities among Different Levels of Government*. *The American Economic Review* 59(2): 479-487.
- Ragwitz, M. et al. (2012). Review report on support schemes for renewable electricity and heating in Europe. Report compiled within the European research project RE-Shaping. available at www.reshaping-res-policy.eu.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen – SRU (2013). *An Ambitious Triple Target for 2030. Comment to the Commission’s Green Paper „A 2030 Framework for Climate and Energy Policies“*. Berlin.
- Scharpf, F. W. (1994). Mehrebenenpolitik im vollendeten Binnenmarkt. *Staatswissenschaften und Staatspraxis* 5/4: 475-501.

- Schlacke, S. (2013). Die Kompetenzordnung der EU in der Energiepolitik nach dem Lissabon-Vertrag. Vortrag bei den 10. Würzburger Gesprächen zum Umweltenergierecht, 10./11.10.2013, Würzburg.
- Schmidthaler, M., Reichl, J., Schneider, F. (2012) Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Untersuchung für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 13(4): 308-336.
- Schubert, D., Selasinsky, A. von, Meyer, T., Möst, D. (2013) The blackout in Munich: how do households value security of supply? Presentation at 8th Enerday – Conference on Energy Economics and Technology 19 April 2013, Dresden.
- Sinn, H.-W. (2012). „Zu viele unrealistische Hoffnungen und zu wenig Pragmatismus“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(1/2): 54-56.
- Skodvin, T., Gullberg, A., Aakre, S. (2010). Target-group influence and political feasibility: the case of climate policy design in Europe. *Journal of European Public Policy* 17 (6), 854–873.
- Stavins, R. (2014). Will Europe Scrap its Renewables Target? That Would be Good News for the Economy and the Environment. http://www.robertstavinsblog.org/2014/01/18/will-europe-scrap-its-renewables-target-that-would-be-good-news-for-the-economy-and-for-the-environment/?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Belfer%2FAnEconomicViewOfTheEnvironment+%28Harvard+University+-+Belfer+Center+for+Science+and+International+Affairs+-+An+Economic+View+of+the+Environment%29.
- Unteutsch, M., Lindenberger, D. (2014). Promotion of Electricity from Renewable Energy in Europe Post 2020 – The Economic Benefits of Cooperation. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. Abrufbar unter: DOI 10.1007/s12398-014-0125-0.
- Vennegeerts, H., Meuser, M., Linke, C., Wirtz, F., Heinrichsmeier, S., Montebaur, A. (2008). Kundenbezogene Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit, in: VDE-Kongress 2008 München – Zukunftstechnologien: Innovationen – Märkte – Nachwuchs, Berlin u. a. O: VDE-Verlag.
- Weimann, J. (2012). Atomausstieg und Energiewende: Wie sinnvoll ist der deutsche Alleingang? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(12): 34-38.
- Welsch, H., Biermann, P. (2013). Electricity supply preferences in Europe: evidence from subjective well-being data. Abrufbar unter: www2.unine.ch/files/content/sites/irene/files/shared/documents/SSES/Biermann.pdf.