

Arbeitspapier

Grenzüberschreitende Kooperation beim Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Europa

Eine institutionenökonomische Analyse grundlegender Wirkungszusammenhänge und Koordinationsfragen

Autoren

Daniel Weber, Albert Hoffrichter, Alexander Weber, Thorsten Beckers (alle TU Berlin – WIP), Benjamin Boldt (IKEM)

Dezember 2015

Kurzfassung

Das Arbeitspapier untersucht die Effekte grenzüberschreitender Kooperationen beim Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE-Anlagen) in Europa. Anhand eines qualitativen Modells wird gezeigt, dass sowohl die Auswirkungen auf die Kosteneffizienz als auch auf die CO₂-Emissionen des Elektrizitätssystems von Fall zu Fall stark variieren können. Während der Dekarbonisierungseffekt maßgeblich von den Kraftwerkspark der kooperierenden Staaten abhängt, bestimmen neben den Produktionskosten vor allem die häufig vernachlässigten Transaktionskosten die Wirkung einer Kooperation auf die Kosteneffizienz. So geht ein grenzüberschreitender Zubau von FEE-Anlagen beispielsweise mit schwer kontrahierbaren Verteilungswirkungen einher, womit in der Regel erhebliche Transaktionskosten verbunden sind. Nach einer ausführlichen Diskussion des Einflusses verschiedener Ausprägungen des technischen Systems und des institutionellen Rahmens auf die Transaktionskosten erfolgt abschließend ein Ausblick auf mögliche Konsequenzen für das nationale energiepolitische Vorgehen.

Vorbemerkungen

Dieses Arbeitspapier basiert zum einen auf Inhalten, die gemeinsam mit dem Projektpartner Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsvorhabens „Effiziente Koordination in einem auf Erneuerbaren Energien basierenden europäischen Elektrizitätsversorgungssystem“ (EK-E4S) entstanden sind, und zum anderen auf Analysen, die im Zuge anderer Forschungsprojekte und Dissertationsvorhaben am Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der TU Berlin erfolgt sind.

Die vorliegenden Inhalte wurden von den Autoren gemeinschaftlich erstellt. Sowohl die grundlegende Ausrichtung des Projekts EK-E4S als auch die Strukturierung des Arbeitspapiers sind unter der inhaltlichen Leitung von Thorsten Beckers erfolgt. Daniel Weber hat dieses Papier (mit Ausnahme des Anhangs) federführend verfasst und ist für dessen inhaltliche Ausgestaltung hauptverantwortlich. Albert Hoffrichter und Alexander Weber sowie zum Teil auch Thorsten Beckers haben an der Entwicklung und Strukturierung der Inhalte mitgewirkt. Weiterhin waren Albert Hoffrichter und Alexander Weber an der Erstellung des Textes und der Finalisierung des Arbeitspapiers umfangreich beteiligt. Der rechtswissenschaftliche Anhang wurde hauptsächlich durch Benjamin Boldt verfasst, der zudem im Zusammenhang mit einzelnen rechtswissenschaftlichen Aspekten in anderen Abschnitten involviert war. Neben den genannten Autoren hat außerdem Felix Jakob Fliegner (studentischer Mitarbeiter bei TU Berlin – WIP) unterstützend bei der Erstellung dieses Papiers mitgearbeitet.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den
Inhalt dieser Veröffentlichung
liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Informationskastenverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung.....	1
2 Abstrakte Analyse der Auswirkungen und Koordinationsfragen einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von FEE-Anlagen	4
2.1 Erläuterung der grundlegenden, für nationale Ziele relevanten Wirkungszusammenhänge im schematischen Modell.....	4
2.1.1 Modelldefinition und Annahmen.....	4
2.1.2 Szenario 1: Unbegrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität	7
2.1.2.1 Darstellung des ersten Szenarios.....	7
2.1.2.2 Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung des Kosteneffizienzziels	8
2.1.2.2.1 Effekte auf die Produktionskosten	8
2.1.2.2.2 Effekte auf die Transaktionskosten.....	9
2.1.2.3 Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung des Dekarbonisierungsziels.....	13
2.1.2.4 Zusammenfassung des ersten Szenarios	14
2.1.3 Szenario 2: Begrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität und homogene Kraftwerksparks.....	15
2.1.3.1 Darstellung des zweiten Szenarios.....	15
2.1.3.2 Zusätzliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz.....	16
2.1.3.3 Zusätzliche Auswirkungen auf die CO ₂ -Emissionen.....	17
2.1.3.4 Zusammenfassung des zweiten Szenarios	18
2.1.4 Szenario 3: Begrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität und heterogene Kraftwerksparks.....	18
2.1.4.1 Darstellung des dritten Szenarios.....	18
2.1.4.2 Zusätzliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz.....	20
2.1.4.2.1 Zusätzliche Effekte auf die Produktionskosten	20
2.1.4.2.2 Zusätzliche Effekte auf die Transaktionskosten.....	20
2.1.4.3 Zusätzliche Auswirkungen auf die CO ₂ -Emissionen.....	25
2.1.4.4 Zusammenfassung des dritten Szenarios	26
2.1.5 Zwischenfazit.....	26
2.2 Ergänzende Betrachtungen	27
2.2.1 Betrieb der im Rahmen einer Kooperation zugebauten FEE-Anlagen nach Ende des Förderzeitraumes	28
2.2.2 Supranationale Institutionen und deren Auswirkungen auf die Kosteneffizienz	29
2.3 Abschließende Einordnung der im Rahmen der abstrakten Analyse getroffenen Annahmen	31
3 Interpretation der Resultate mit Bezug zu Deutschland und der Europäischen Union.....	33
3.1 Diskussion der Kosteneffekte einer FEE-Kooperation	33
3.2 Diskussion der Umwelteffekte einer FEE-Kooperation.....	42
3.3 Institutioneller Rahmen in der Europäischen Union mit Bezug zu FEE-Kooperationen.....	44
3.4 Beurteilung von FEE-Kooperationen aus nationaler Perspektive	47

4 Zusammenfassung und Fazit	51
Anhang: Vertiefende rechtswissenschaftliche Betrachtung des institutionellen Rahmens in der Europäischen Union mit Bezug zu FEE-Kooperationen.....	55
Literaturverzeichnis	64

Informationskastenverzeichnis

Informationskasten 1: Beeinflussung der Verteilungseffekte durch Netzbewirtschaftungs- oder Netzausbaumaßnahmen	23
Informationskasten 2: Das Fördersystem in Schweden und Norwegen als Beispiel einer EE-Kooperation	40
Informationskasten 3: Grenzüberschreitende FEE-Ausschreibungen im Rahmen des EEG	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grundzüge des im Rahmen der abstrakten Analyse verwendeten Modells	6
Abbildung 2: Gemeinsame Merit-Order der Staaten A und B in Szenario 1	7
Abbildung 3: Gemeinsame Merit-Order der Staaten A und B sowie CO ₂ -Intensität der Erzeugung in Szenario 1	14
Abbildung 4: Merit-Order der Staaten A und B sowie CO ₂ -Intensität der Erzeugung in Szenario 2.....	16
Abbildung 5: Merit-Order der Staaten A und B bei einer grenzüberschreitenden Kooperation und bei einem nationalen FEE-Zubau in Szenario 3 (Fall: $P^A > P^B$)	19

Abkürzungsverzeichnis

ABI	Amtsblatt
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEU-Vertrag)
AG	Aktiengesellschaft
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
BT-Drs	Bundestagsdrucksache
CO ₂	Kohlendioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EG	Europäische Gemeinschaft
EnCV	Energiecharta-Vertrag
EU	Europäische Union
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem (European Union Emissions Trading System)
EuG	Gericht der Europäischen Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUR	Euro
EUV	Vertrag über die Europäische Union (EU-Vertrag)
EWR	Europäischer Wirtschaftsraum
FEE	(Anlagen zur Stromerzeugung aus) fluktuierende(n) Erneuerbaren Energien
FTR	financial transmission right
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ICSID	Internationales Zentrum zur Beilegung von Investitionsstreitigkeiten (International Centre for Settlement of Investment Disputes)
kW	Kilowatt
Mrd	Milliarde(n)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
P ^A	Großhandelspreis in Staat A
P ^B	Großhandelspreis in Staat B

PTR	physical transmission right
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
TYNDP	ten-year network development plan
UIOLI	use it or lose it
UIOSI	use it or sell it
USD	US-Dollar
Wp	Watt-Peak
WTO	Welthandelsorganisation (World Trade Organization)

1 Einleitung

AUSGANGSLAGE UND FOKUS DER ANALYSE

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 20%¹ und bis 2030 27%² des Bruttoendenergieverbrauchs der EU durch Erneuerbare Energien (EE) zu decken. Um dieses gemeinschaftliche EE-Ziel und auch parallel dazu existierende nationale EE-Ziele zu erreichen, haben einige europäische Staaten in den letzten Jahren verstärkt Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zugebaut. Beispielsweise konnte Deutschland im Rahmen der „Energiewende“ den EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von rund 7,5% im Jahr 2003 auf 24% im Jahr 2013 erhöhen.³ Dabei wurde in Deutschland sowie in zahlreichen weiteren europäischen Staaten auch sehr umfangreich in Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien (FEE) investiert. Dies beinhaltet hauptsächlich Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, deren Stromerzeugung von den herrschenden Windverhältnissen bzw. der Sonneneinstrahlung bestimmt wird und somit ertragreiche Standorte mit einem dementsprechend hohen Dargebot erfordert.

Der starke FEE-Ausbau der vergangenen Jahre hat in einigen Staaten jedoch zu einer zunehmenden Verknappung der verfügbaren und besonders ertragreichen Standorte für FEE-Anlagen geführt. Vor diesem Hintergrund wird vielfach die vermeintlich geringe Kosteneffizienz eines ausschließlich nationalen FEE-Ausbaus kritisiert.⁴ Mit dieser Kritik geht außerdem häufig die Empfehlung einher, ertragreiche ausländische Standorte stärker zu nutzen, indem eine Koordination mit den entsprechenden europäischen Staaten, die über ein hohes Dargebot verfügen, stattfindet und grenzüberschreitende Kooperationen für den FEE-Zubau etabliert werden.⁵

Die Europäische Kommission versuchte in der Vergangenheit mehrfach, derartige Kooperationen zu fördern. So wurden durch die Artikel 6, 7 und 11 der Richtlinie 2009/28/EG sogenannte „Kooperationsmechanismen“ eingeführt, die es den Mitgliedstaaten ermöglichen, die in der Richtlinie festgelegten nationalen EE-Ziele auch mithilfe von in anderen Staaten erzeugten EE-Strommengen zu erreichen. Zudem sieht die Kommission eine grenzüberschreitende Ausgestaltung nationaler Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen für EE-Anlagen als geeignet an, um „Verfälschungen des Wettbewerbs insgesamt zu begrenzen“ und hat angekündigt diese im Rahmen der Beihilfenkontrolle „positiv“ zu bewerten.⁶

¹ Vgl. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. 140/16, Art. 3 Abs. 1.

² Vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 22.01.2014 zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, COM (2014) 15 endg. sowie Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 24.10.2014 zur Tagung des Europäischen Rates am 23./24.10.2014, EUCO 169/14.

³ Vgl. AG ENERGIEBILANZEN (2015).

⁴ Vgl. z. B. HÜBNER ET AL. (2012, S. 299 f.).

⁵ Vgl. z. B. UNTEUTSCH / LINDENBERGER (2014) sowie SIEMENS AG (2013).

⁶ Vgl. Mitteilung der Kommission vom 28.06.2014 zu Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. 2014/C 200/01, Rn. 122.

Trotz der Unterstützung der Europäischen Kommission und der oft angeführten Kostensenkungspotentiale existiert erst ein Fall von grenzüberschreitender EE-Kooperation in Europa: Schweden betreibt gemeinsam mit dem Nicht-EU-Staat Norwegen ein sogenanntes „Zertifikate- oder Quotenmodell“.⁷ Zwar planen mehrere EU-Staaten, wie beispielsweise Deutschland, Dänemark oder Estland, demnächst auch ausländische (F)EE-Projekte (in begrenztem Umfang) in die nationalen Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen einzubeziehen, jedoch findet der FEE-Ausbau weiterhin primär national statt. An diesem Sachverhalt setzt das vorliegende Arbeitspapier an und analysiert die Effekte einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation aus nationaler Perspektive. Insbesondere wird dabei untersucht, inwiefern eine FEE-Kooperation grundsätzlich zur Erreichung der Ziele eines einzelnen Staates beitragen kann und welche Hemmnisse der Realisierung einer solchen Vereinbarung entgegenstehen können.

Die Analyse konzentriert sich auf Stromerzeugungsanlagen auf Basis *fluktuierender* Erneuerbarer Energien, da diese Anlagen aktuell umfangreich zugebaut werden und dabei besonders hohe Kostensenkungspotentiale eines am Dargebot orientierten Zubaus unterstellt werden. Ferner ist bei der Interpretation der Resultate zu beachten, dass diese Untersuchung den Elektrizitätssektor isoliert betrachtet und etwaige Effekte in anderen Sektoren nicht berücksichtigt. So kann es unter Umständen auch aus nationaler Perspektive rational sein, eine FEE-Kooperation einzugehen, die die nationale Zielerreichung im Elektrizitätssektor erschwert, sofern damit deutliche Vorteile in anderen Politikbereichen verbunden sind bzw. anderweitigen politischen Zielen mit hoher Priorität⁸ besser Rechnung getragen wird.

ZIELSYSTEM

Um den Beitrag einer FEE-Kooperation zur Erreichung nationaler Ziele untersuchen zu können, ist es zuvor notwendig, diese zu definieren. Das Zielsystem bestimmt, welche Effekte grenzüberschreitender FEE-Kooperationen in der Analyse berücksichtigt werden und trägt so auch zur intersubjektiven Nachvollziehbarkeit der Untersuchung bei. In der vorliegenden Analyse besteht das Zielsystem aus einem Kosteneffizienzziel und einem Dekarbonisierungsziel.

Hinsichtlich des *Kosteneffizienzziels* lassen sich grundsätzlich zwei Perspektiven unterscheiden. Während bei der Wohlfahrtsperspektive die Kosten- und Nutzeneffekte einer FEE-Kooperation auf die gesamte Volkswirtschaft eine Rolle spielen, werden bei der Konsumentenperspektive ausschließlich die Auswirkungen auf die Renten der Endnachfrager betrachtet. Sofern einzelne Resultate in Abhängigkeit der verwendeten Perspektive wesentlich variieren, wird im Folgenden explizit darauf hingewiesen. Als Umweltziel wurde ausschließlich ein *Dekarbonisierungsziel* gewählt, da die Dekarbonisierung der Elektrizitätserzeugung den primären Beweggrund für den Ausbau der FEE darstellt.⁹ Als ökologisches Kriterium werden somit lediglich die Effekte einer grenzüberschreitenden

⁷ Vgl. Informationskasten 2.

⁸ Ein politisches Ziel von höherer Priorität könnte beispielsweise in der Etablierung einer möglichst umfassenden, europäischen Kooperation in allen Sektoren bestehen. Derartige Ziele sind im folgenden Zielsystem nicht enthalten und entziehen sich somit dem Fokus dieser Analyse.

⁹ Der Förderung Erneuerbarer Energien wird hinsichtlich des Dekarbonisierungsziels häufig Ineffektivität unterstellt, da der CO₂-Ausstoß aller im europäischen Emissionshandelssystem (ETS) inbegriffenen Sektoren

FEE-Kooperation auf den CO₂-Ausstoß der betrachteten Staaten verwendet. Weitere ökologische Ziele, wie etwa der Schutz der Biodiversität am Anlagenstandort oder die Reduktion lokal wirkender Luftschadstoffe, deren Erreichung ebenfalls durch einen grenzüberschreitenden FEE-Ausbau beeinflusst werden könnte, werden im Rahmen der Analyse ausgeblendet.

Aus einzelstaatlicher Perspektive können über das hier definierte Zielsystem hinaus auch weitere Aspekte (z. B. industriepolitische Ziele) für die Beurteilung einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation relevant sein. Diese werden, ebenso wie Versorgungssicherheitsfragen¹⁰, in dieser Untersuchung jedoch nicht näher betrachtet.

VORGEHEN UND STRUKTUR DES ARBEITSPAPIERS

Das vorliegende Arbeitspapier besteht aus vier Kapiteln. Dieser Einleitung folgt im *zweiten Kapitel* zunächst eine abstrakte Analyse der Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von FEE-Anlagen auf die Erreichung des zuvor definierten Zielsystems sowie der sich daraus ergebenden Koordinationsfragen. Dabei wird mithilfe eines qualitativen Modells unter anderem aufgezeigt, inwiefern verschiedene Umweltbedingungen die Effekte einer FEE-Kooperation beeinflussen können. Methodisch basiert diese Analyse hauptsächlich auf den Theorien der Neuen Institutionenökonomik (Transaktionskostentheorie, Theorie unvollständiger Verträge und Prinzipal-Agent-Theorie); daneben wird auch auf grundlegende Erkenntnisse der Wohlfahrts- und Industrieökonomik zurückgegriffen. Zum Abschluss des zweiten Kapitels werden einzelne Aspekte, die im Rahmen von grenzüberschreitenden Kooperationen zum FEE-Zubau bedeutend sind (Fragen hinsichtlich des Betriebs grenzüberschreitend zugebauter FEE-Anlagen nach Ende des Kooperationszeitraums sowie zur Rolle supranationaler Institutionen¹¹), gesondert und vertieft diskutiert.

Im *dritten Kapitel* werden die zuvor gewonnenen Resultate vor dem Hintergrund der Gegebenheiten in der Europäischen Union und in Deutschland interpretiert und auf die aktuelle Situation angewendet. Das *vierte Kapitel* fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und zieht ein abschließendes Fazit.

durch die zugeteilte Zertifikatmenge determiniert sei. Bei näherer Betrachtung zeigt sich jedoch, dass das europäische Emissionshandelssystem in der Realität deutliche Schwächen aufweist und somit zahlreiche Argumente für eine zusätzliche (F)EE-Förderung existieren. Vgl. dazu z. B. auch GROSS ET AL. (2012) sowie GAWEL ET AL. (2013).

¹⁰ Aufgrund der geringen Leistungskredite von FEE-Anlagen spielen die Auswirkungen von FEE-Kooperationen auf die „generation adequacy“ nur eine untergeordnete Rolle.

¹¹ Entgegen einer häufigen Verwendung im allgemeinen Sprachgebrauch bezeichnet der Begriff „Institution“ in diesem Arbeitspapier formelle oder informelle Regelwerke und wird somit nicht synonym zum Begriff „Organisation“ verwendet, da Organisationen ihrerseits definitionsgemäß auf Institutionen basieren.

2 Abstrakte Analyse der Auswirkungen und Koordinationsfragen einer grenzüberschreitenden Bereitstellung von FEE-Anlagen

Dieses Kapitel untersucht abstrakt, also ohne direkten Bezug zu existierenden Staaten oder Elektrizitätsversorgungssystemen, die möglichen Auswirkungen, die ein grenzüberschreitender FEE-Zubau auf die Erreichung des zuvor definierten Zielsystems allgemein haben kann. Dabei stellt sich zusätzlich zur Analyse der technisch-systemischen Auswirkungen einer FEE-Kooperation auch die Frage nach den daraus resultierenden Koordinationserfordernissen zwischen den beteiligten Staaten. In Abschnitt 2.1 werden unter Verwendung eines schematischen Modells diese grundlegenden Fragen untersucht. In Abschnitt 2.2 werden daraufhin ausgewählte, weiterführende Aspekte diskutiert.

2.1 Erläuterung der grundlegenden, für nationale Ziele relevanten Wirkungszusammenhänge im schematischen Modell

In Abschnitt 2.1.1 werden das im Rahmen der Analyse verwendete schematische Modell sowie die ihm zugrunde liegenden Annahmen dargestellt. Zudem werden drei Szenarien erläutert auf deren Grundlage in Abschnitt 2.1.2 bis 2.1.4 die Analyse der Auswirkungen eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus erfolgt. Abschnitt 2.1.5 führt die in diesem Kapitel gewonnenen Resultate in einem Zwischenfazit zusammen.

2.1.1 Modelldefinition und Annahmen

Für die folgende Analyse wird ein stark vereinfachtes Modell verwendet, das drei Staaten A, B und C beinhaltet, die über gemeinsame Grenzen verfügen und deren Elektrizitätsversorgungssysteme miteinander verbunden sind.¹² Verbindungen zu weiteren Staaten existieren nicht, sodass nur die autarke Region der ABC-Staaten betrachtet wird.¹³

Die Analyse erfolgt aus nationaler Perspektive, in diesem Fall aus Sicht des Staates A. Dieser Staat möchte zusätzliche FEE-Anlagen errichten, um eine bestimmte jährliche FEE-Strommenge zu erzeugen.¹⁴ Dabei kann er die Anlagen entweder national, also auf dem eigenen Staatsgebiet errichten oder er kooperiert mit Nachbarstaat B und nutzt die dort verfügbaren Standorte, welche in diesem Modell ein wesentlich höheres Dargebot aufweisen.¹⁵ Unabhängig vom letztendlichen

¹² Annahmegemäß verfügen die Staaten A, B und C über keine innerstaatlichen Netzengpässe, sodass sie als Kupferplatten betrachtet werden können.

¹³ Vgl. Abbildung 1.

¹⁴ Hinsichtlich des FEE-Zubaus existiert ein MWh- und kein MW-Ziel. Somit hängt die zuzubauende Erzeugungsleistung von den Vollaststunden der FEE-Anlagen am konkreten Standort ab.

¹⁵ Da anhand dieses abstrakten Modells die *grundlegenden* Wirkungsweisen eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus untersucht werden sollen, werden weitere, zwischen Staaten teilweise stark variierende Einflussfaktoren auf die Projektkosten hier *nicht* betrachtet. Im konkreten Fall sind diese Faktoren (z. B. Kapitalkosten, Aufwendungen für die Genehmigung oder Logistikkosten) jedoch zu berücksichtigen. Vgl. dazu auch Abschnitt 3.1.

Anlagenstandort erfolgt die Refinanzierung der Anlagen¹⁶ ausschließlich über eine seitens des Staates A gewährte Einspeisevergütung.¹⁷ Während sich die Analyse demnach hauptsächlich auf die Interaktion der Staaten A und B konzentriert, nimmt Staat C zunächst die Rolle eines unbeteiligten Drittstaates ein und wird erst zum Abschluss (in Abschnitt 2.1.4) in die Analyse einbezogen. Hinsichtlich des Verhaltens der beschriebenen Staaten wird angenommen, dass diese (analog zu dem in Kapitel 1 definierten Zielsystem) bestrebt sind, einen möglichst großen Anteil an eventuell entstehenden Kooperationsgewinnen zu erhalten.

Im Zuge des FEE-Zubaus erhöht sich die nationale Erzeugungskapazität im Standortstaat. Damit sich diese Mengenänderungen in Staat A und B identisch niederschlagen und somit besser vergleichbar werden, wird für beide Staaten eine identische Stromnachfrage angenommen.¹⁸ Weiterhin wird davon ausgegangen, dass alle Staaten über ausreichende Erzeugungskapazitäten verfügen, um die heimische Nachfrage jederzeit zu decken.

Während die zuvor genannten Modellspezifika und Annahmen im Laufe der gesamten Analyse konstant bleiben,¹⁹ wird der Möglichkeit unterschiedlicher Interkonnektorenkapazitäten und variierender nationaler Kraftwerksparks durch drei Szenarien Rechnung getragen:

Im *ersten Szenario* existiert keine Begrenzung der Interkonnektorenkapazität,²⁰ sodass eine „transnationale Kupferplatte“ vorliegt.²¹ Diese Annahme wird in den folgenden zwei Szenarien aufgehoben und es werden jeweils Situationen betrachtet, in denen Netzengpässe zwischen den Staaten vorliegen. Diese Szenarien mit Netzengpässen unterscheiden sich allerdings hinsichtlich der Zusammensetzung der nationalen Kraftwerksparks. Im *zweiten Szenario* wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerksparks der Staaten A und B vor dem FEE-Zubau „homogen“ sind, d. h. dass der

¹⁶ In Abschnitt 2.1 wird nur ein einzelner in sich geschlossener Investitions- und Refinanzierungszyklus betrachtet; d. h. Fragen in Hinblick auf den Umgang mit Bestandsanlagen nach Auslaufen des Förderzeitraums werden ausgeklammert. Eine vertiefte Diskussion dieser Aspekte erfolgt später in Abschnitt 2.2.1.

¹⁷ Die Einspeisevergütung ist so ausgestaltet, dass die Betreiber eine technologydifferenzierte, jedoch ansonsten (insbesondere unabhängig vom Anlagenstandort) konstante Vergütung für jede MWh erhalten. (Lediglich in Abschnitt 2.1.4.2.2 wird im Rahmen der Betrachtung der Verteilungswirkungen kurz auf eine eventuelle Absenkung der Einspeisevergütung für ausländische Standorte eingegangen.) Aufgrund der ansonsten konstanten Vergütung orientieren sich die Investoren bei der Wahl des Anlagenstandortes am lokalen Dargebot. Staat A verkauft den erzeugten FEE-Strom in der Preiszone des jeweiligen Anlagenstandortes zum dortigen Marktpreis. Die Differenz zwischen Einspeisevergütung und erzieltm Marktpreis tragen somit die Konsumenten in Staat A.

¹⁸ Die Nachfragekurven der Staaten A und B sind demnach (hinsichtlich der Achsenabschnitte und der Elastizität) identisch.

¹⁹ Grundsätzlich sind zahlreiche verschiedene Konstellationen denkbar, die analysiert werden können. In diesem Fall wurden die Annahmen so gewählt, dass erstens von den Ergebnissen später Rückschlüsse auf die Situation kontinentaleuropäischer Staaten möglich sind und zweitens die Komplexität der Analyse begrenzt wird, um deren Nachvollziehbarkeit zu fördern.

²⁰ Da die Staaten A, B und C in *allen Szenarien* als Kupferplatten betrachtet werden, spielt hinsichtlich des Netzes stets die Interkonnektorenkapazität die entscheidende Rolle. Weiterhin wird angenommen, dass die zur Verfügung stehende Interkonnektorenkapazität immer vollständig genutzt wird.

²¹ Unter der Voraussetzung einer unbegrenzten Übertragungskapazität spielt (wie in Abschnitt 2.1.2 gezeigt wird) im Rahmen dieser Analyse die konkrete Zusammensetzung der nationalen Kraftwerksparks keine Rolle, sodass diese für Szenario 1 nicht explizit definiert wird.

Kraftwerkspark eines Staates in jeder Hinsicht dem des anderen Staates entspricht.²² Dieses Szenario dient als Zwischenschritt mit dessen Hilfe die Auswirkungen von Netzengpässen verdeutlicht werden. Anschließend wird im *dritten Szenario* eine Situation betrachtet, in der zwar weiterhin die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beschränkt aber die nationalen Kraftwerksparks nun „heterogen“ ausgestaltet sind. Somit differieren die Kraftwerksparks der Staaten A und B in diesem letzten Szenario bezüglich der vorhandenen Erzeugungskapazität sowie der verwendeten Erzeugungstechnologien.

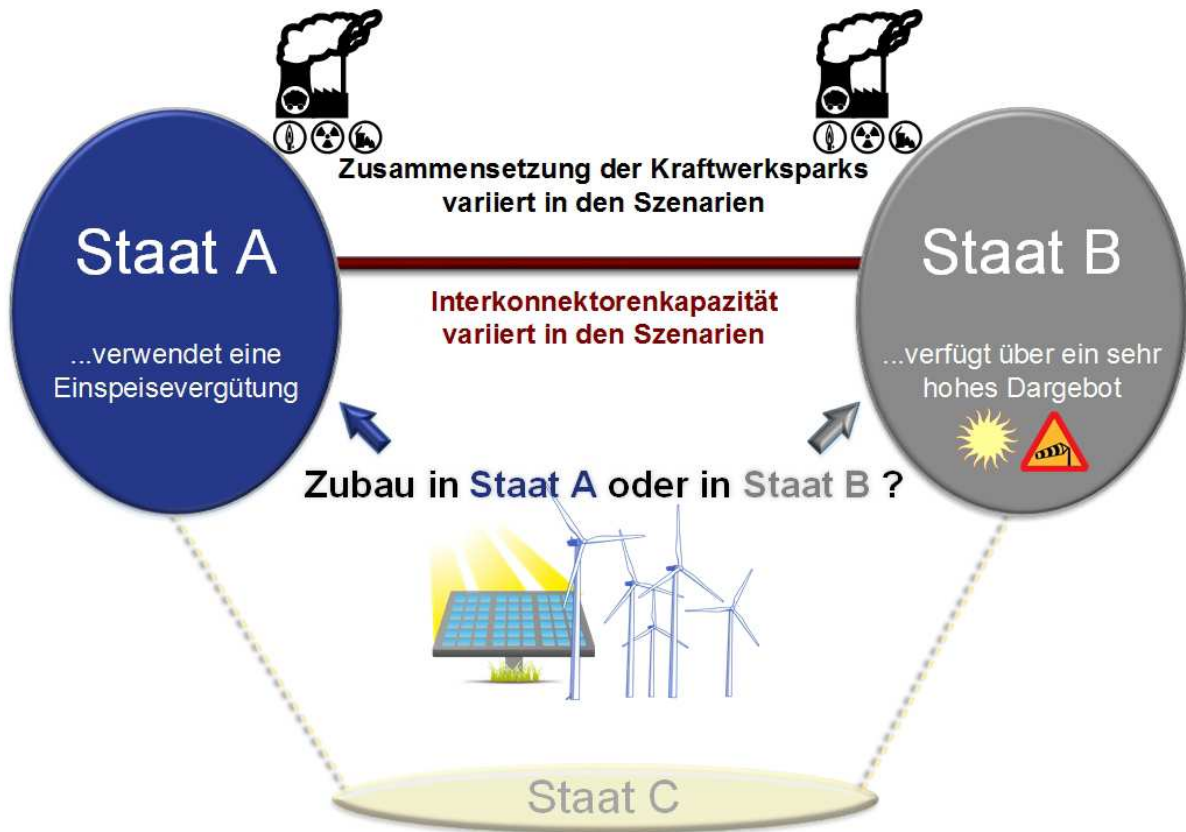


Abbildung 1: Grundzüge des im Rahmen der abstrakten Analyse verwendeten Modells

Im weiteren Verlauf werden nun die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung der zuvor definierten Ziele (unter den Bedingungen des jeweiligen Szenarios) analysiert. Da dies aus der Perspektive von Staat A geschieht, für den die Alternative zu einer Kooperation im nationalen FEE-Zubau besteht, basieren die nachfolgend dargestellten Effekte stets auf dem Vergleich eines grenzüberschreitenden Zubaus von FEE-Anlagen (in Staat B) mit einer Referenzsituation, in der der FEE-Zubau im Inland (Staat A) erfolgt.

²² Unter „homogenen“ Kraftwerksparks wird in diesem Arbeitspapier verstanden, dass die beiden in Staat A und B existierenden Kraftwerksparks identisch sind. *Innerhalb* eines Staates können durchaus verschiedene Erzeugungstechnologien mit verschiedenen Grenzkosten zum Einsatz kommen.

2.1.2 Szenario 1: Unbegrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität

In diesem Abschnitt werden, analog zum Vorgehen bei den folgenden Szenarien, zuerst die Charakteristika des Szenarios sowie die Effekte, die ein grenzüberschreitender FEE-Zubau unter diesen Bedingungen auf den Dispatch hat, dargestellt. Daran schließt eine ausführliche Diskussion der Auswirkungen auf die verschiedenen Elemente des Zielsystems an, welche jeweils mit dem Kosteneffizienzziel beginnt und danach das Dekarbonisierungsziel thematisiert. Abschließend werden die Resultate knapp zusammengefasst.

2.1.2.1 Darstellung des ersten Szenarios

Szenario 1 basiert auf den in Abschnitt 2.1.1 dargestellten szenarioübergreifenden Annahmen und bildet zusätzlich als einziges Szenario eine Situation mit unbeschränkter Übertragungskapazität ab. Letzteres führt dazu, dass sich die politische und geografische Trennung der Staaten A und B nicht im verbundenen Elektrizitätsversorgungssystem widerspiegelt:

Aufgrund der hier angenommenen „transnationalen Kupferplatte“ ist der geografische Standort eines Kraftwerks für den Dispatch unerheblich, sodass für die Staaten A und B auch lediglich eine Merit-Order existiert, die sämtliche in diesen beiden Staaten befindliche Erzeugungskapazitäten umfasst.²³ Die Erzeugung *beider* Staaten muss somit stets ihrer *gemeinsamen* Last entsprechen. Sofern man von heterogenen Kraftwerksparks in beiden Staaten ausgeht,²⁴ wird in dem Staat, der über viele Erzeugungskapazitäten mit geringen Grenzkosten verfügt, mehr Strom erzeugt als konsumiert. Dieser Fall ist exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt.

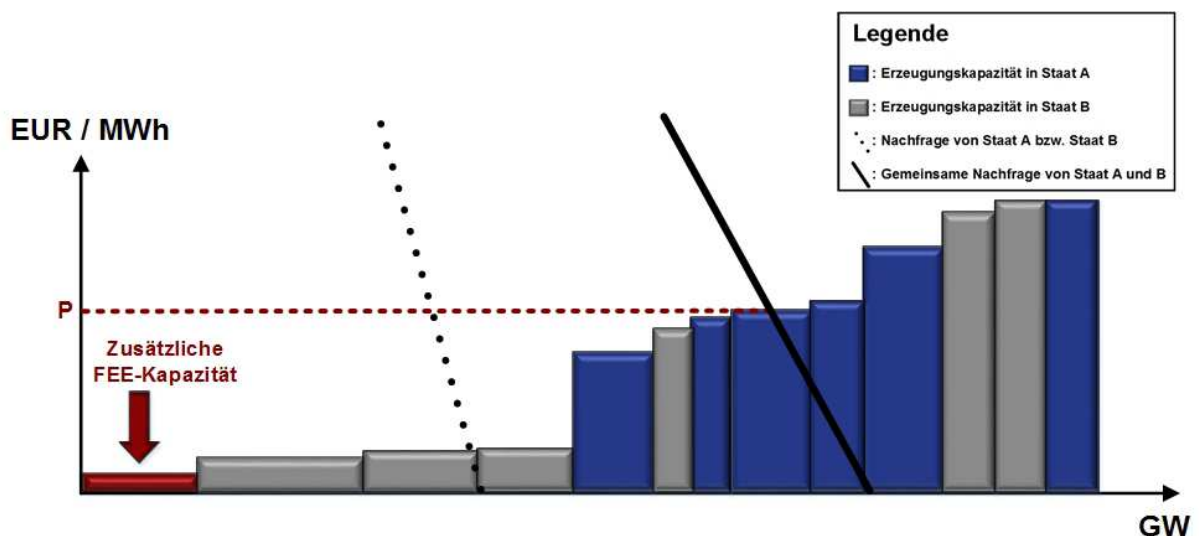


Abbildung 2: Gemeinsame Merit-Order der Staaten A und B in Szenario 1

²³ Vgl. Abbildung 2. Wie bereits erläutert, wird zur besseren Nachvollziehbarkeit auf eine Berücksichtigung der Erzeugungskapazität, die sich in Staat C befindet, verzichtet.

²⁴ Da die weiteren Analyseergebnisse in Szenario 1 (aufgrund der einheitlichen Merit-Order) nicht von der Zusammensetzung der nationalen Kraftwerksparks abhängen, wird die Darstellung in Abschnitt 2.1.2 am realitätsnäheren Fall heterogener Kraftwerksparks vorgenommen.

In Staat B befinden sich umfangreiche Erzeugungskapazitäten mit relativ geringen Grenzkosten. Diese Kraftwerke (oben grau dargestellt) produzieren mehr Strom als jene (blauen) in Staat A, obwohl die Nachfrage beider Staaten annahmegemäß identisch ist. Folglich exportiert Staat B Strom nach Staat A. Der vorrangige Einsatz der Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten und der sich daraus ergebende Stromexport führen zu einer Minimierung der grenzüberschreitenden Betriebskosten. Aufgrund der unbegrenzten Übertragungskapazität in Szenario 1 ist (bei entsprechenden nationalen Kraftwerksparks) auch ein Extremfall möglich, in dem die gesamte Stromerzeugung der Region A und B ausschließlich in einem dieser Staaten erfolgt.

Ein Zubau von FEE-Anlagen hat nun zur Folge, dass sich die Erzeugungskapazität in Staat A oder B erhöht. Da sich FEE-Anlagen durch Grenzkosten nahe 0 EUR/MWh auszeichnen,²⁵ befinden sich diese am Anfang der Merit-Order und sorgen für eine „Rechtsverschiebung“ der existierenden Erzeugungskapazitäten. Die Folge ist eine Senkung des Marktpreises und eine Reduktion der Volllaststunden der Kraftwerke mit hohen Grenzkosten. Vergleicht man nun die Alternativen einer FEE-Kooperation mit Anlagenerrichtung in Staat B und eines rein nationalen FEE-Zubaus in Staat A wird deutlich, dass die Auswirkungen auf den Dispatch bzw. das Preisniveau infolge der staatenübergreifenden Merit-Order und des damit einhergehenden einheitlichen Preises in beiden Fällen identisch sind.

2.1.2.2 Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung des Kosteneffizienzziels

Die Analyse der Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf das Kostenziel erfordert nicht nur eine Betrachtung der Produktionskosten, sondern auch der Transaktionskosten. Insbesondere Transaktionskosteneffekte werden aufgrund der oftmals eingeschränkten Quantifizierbarkeit in vielen Studien kaum berücksichtigt, sodass diese Kosten bei der Bewertung eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus gemessen an ihrer Relevanz eine zu geringe Beachtung erfahren. Aus diesem Grund wird der Einfluss der Transaktionskosten auf die Kosteneffizienz grenzüberschreitender Kooperationen in jedem Szenario ausführlich dargestellt.

2.1.2.2.1 Effekte auf die Produktionskosten

Die Produktionskosten werden im Folgenden aus einer staatenübergreifenden Systemperspektive dargestellt. So beinhalten sie, abstrahierend von allen institutionellen Aspekten, sämtliche Kosten, die aus rein technischer Sicht entstehen, um das gesamte Elektrizitätsversorgungssystem (unter genau definierten Bedingungen²⁶) zuverlässig zu betreiben.

Die Auswirkungen eines FEE-Zubaus auf die Produktionskosten werden durch zwei Aspekte bestimmt: *Erstens* die Menge des erzeugten Stroms pro installierter Leistung, welche durch die Auslegung bzw. Verfügbarkeit der FEE-Anlagen sowie dem Dargebot am Standort bestimmt wird. *Zweitens* der Wert des erzeugten FEE-Stroms aus der Sicht des Elektrizitätssystems. Dieser hängt

²⁵ In Abbildung 2 wurden die Grenzkosten der FEE-Anlagen zur besseren Sichtbarkeit leicht überhöht dargestellt.

²⁶ Diese Bedingungen beziehen sich beispielsweise auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit (d. h. einer konstanten Deckung der Nachfrage) oder auch der Erfüllung politisch definierter Ziele hinsichtlich des gewünschten nationalen Energiemixes bzw. Kraftwerksparks.

von zahlreichen Faktoren ab, die jedoch primär in Abhängigkeit des Ortes oder Zeitpunkts der Stromerzeugung variieren.

Da die Ausnutzung des höheren Dargebots ausländischer Standorte in der Regel eine der wesentlichen Motivationen für die Etablierung einer FEE-Kooperation ist, wird hinsichtlich des ersten Aspekts mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Senkung der Produktionskosten zu beobachten sein.²⁷ Im Modell zeigt sich dieser Effekt ebenfalls. Da das Dargebot an den verfügbaren Standorten in Staat B annahmegemäß deutlich höher ist als in Staat A, muss in Staat B eine geringere Leistung installiert werden, um die gleiche, gewünschte FEE-Strommenge zu erzeugen.

In Hinblick auf den zweiten Aspekt spielen in Szenario 1 Ausgleichseffekte eine wichtige Rolle. Bei einer hohen geografischen Konzentration der Anlagenstandorte kann die gesamte Stromproduktion aller FEE-Anlagen infolge der zeitlich positiv korrelierten Dargebotsverfügbarkeit stark variieren. Dies kann eine Steigerung der Produktionskosten zur Folge haben, welche den zuvor beschriebenen Vorteilen des höheren Dargebots entgegenwirkt. Eine starke geografische Verteilung der FEE-Anlagen kann dagegen durch die Ausnutzung von Ausgleichseffekten zu einer gleichmäßigeren FEE-Erzeugung führen.²⁸ Dies wirkt tendenziell produktionskostensenkend, da sich infolge der konstanteren FEE-Erzeugung nicht nur die Flexibilitätsanforderungen an den Residualkraftwerkspark, sondern auch die maximale Höhe der Residuallast (und somit die vorzuhaltende Back-up-Kapazität) reduzieren. Die Wirkung einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation auf die Produktionskosten wird somit auch durch die Standorte des bereits existierenden FEE-Anlagenparks bestimmt.

Inwiefern die oben beschriebenen Produktionskosteneffekte auch einen Beitrag zum Kosteneffizienzziel von Staat A leisten, hängt davon ab, in welchem Umfang Staat A bzw. Akteursgruppen in Staat A an den eventuell resultierenden Kostensenkungen partizipieren können. Somit ist die Verteilung entstehender Kooperationsvorteile von hoher Bedeutung, welche im nächsten Abschnitt thematisiert wird.

2.1.2.2.2 Effekte auf die Transaktionskosten

Der Ausdruck „Transaktionskosten“ beschreibt den Ressourcenverzehr, der infolge der Bestimmung, Übertragung und Durchsetzung von Verfügungs- oder sonstigen Rechten entsteht.²⁹ Die entsprechenden Ressourcen, die zur Realisierung und Überwachung einer Transaktion eingesetzt werden, können beispielsweise in aufzuwendender Zeit, notwendigem bzw. aufzubauendem Wissen oder auch dem Rückgriff auf finanzielle Mittel bestehen (und stehen teilweise in substitutiver Beziehung zueinander). WILLIAMSON bezeichnet diese Kosten als ökonomisches Äquivalent zu

²⁷ Wie zuvor bereits erläutert, beziehen sich derartige Aussagen stets auf den Vergleich mit einer Referenzsituation, in der der FEE-Zubau ausschließlich national (in Staat A) erfolgt.

²⁸ In dieser Analyse wird angenommen, dass die zeitliche Verfügbarkeit des Dargebots zwischen den verschiedenen FEE-Standorten in Staat A und B nicht perfekt korreliert ist, sodass sich durch eine geografische Verteilung der Anlagen Ausgleichseffekte realisieren lassen. Es liegen zwischen den Standorten jedoch keine *systematischen* Unterschiede hinsichtlich der zeitlichen Dargebotsverfügbarkeit vor, sodass die FEE-Anlagen in Staat A und B nicht über dauerhaft unterschiedliche Erzeugungsmuster verfügen. Konkret bedeutet dies beispielsweise, dass der Wind in Staat A *über das gesamte Jahr hinweg betrachtet* nicht zu anderen Tageszeiten weht als dies in Staat B der Fall ist, jedoch schließt dies mitunter starke Abweichungen an einzelnen Tagen des Jahres nicht aus.

²⁹ Vgl. z. B. COASE (1937, S. 390 f.), COASE (1960, S. 15 f.) sowie WILLIAMSON (1975).

Reibungsverlusten in *physikalischen* Systemen.³⁰ Diese „Reibungen“ im Zuge der Interaktion von Akteuren innerhalb eines *institutionellen* Systems können, abhängig von ihrem zeitlichen Entstehen vor oder nach einem Vertragsschluss, in ex-ante und ex-post Transaktionskosten unterteilt werden. Ex-ante Transaktionskosten umfassen beispielsweise Such-, Vertragsanbahnungs- oder Verhandlungskosten während sich ex-post Transaktionskosten unter anderem in Form von Monitoring- und Nachverhandlungskosten hauptsächlich durch die Kontrolle der Vertragsbestimmungen sowie deren nachträgliche Anpassung ergeben.³¹

VERHANDLUNGEN ÜBER DIE AUFTEILUNG DES KOOPERATIONSGEWINNS

Sofern ein grenzüberschreitender FEE-Zubau (infolge der zuvor dargestellten Effekte) zu einer Produktionskostensenkung führt, stellt sich die Frage, wie dieser Kooperationsgewinn zwischen den Staaten A und B aufgeteilt wird. Staat A wird versuchen, einen möglichst großen Teil des Gewinns zu erhalten, um so dem Kosteneffizienzziel Rechnung zu tragen. Staat B wird das gleiche Ziel verfolgen und kann verschiedene Argumente anführen, den Kooperationsgewinn nicht ausschließlich Staat A zu überlassen: Erstens befinden sich die FEE-Anlagen in Staat B und die Produktionskostensparnisse ergeben sich aufgrund des dortigen hohen Dargebots. Für Staat B sind zweitens mit der Nutzung ertragreicher Standorte durch andere Staaten unter bestimmten Bedingungen Opportunitätskosten verbunden.³² Somit wird im Vorfeld einer Kooperation zwischen den potentiellen Partnern A und B eine Einigung über die Aufteilung der resultierenden Gewinne erfolgen.³³

Verhandlungen zur Aufteilung von Kooperationsgewinnen werden in zahlreichen formalen spieltheoretischen Modellen abgebildet, wobei sich aufgrund der darin gesetzten Annahmen (die z. B. rationale Akteure, positive Kooperationsgewinne und kostenlose Verhandlungen umfassen) häufig Lösungen in Form stabiler Gleichgewichte identifizieren lassen.³⁴ In dem hier betrachteten Fall stehen sich mit den Staaten A und B zwei Verhandlungspartner mit ähnlicher Verhandlungsstärke gegenüber, die zudem über keine alternativen Kooperationspartner verfügen. Für derartige Fälle bilateraler Monopole lässt sich jedoch auch zeigen, dass die verhandelnden Akteure unter bestimmten Bedingungen keine Einigung erzielen, obwohl es eine Verhandlungslösung gäbe, die Beide besser stellen würde.³⁵ In der Realität führen Verhandlungen ebenfalls nicht immer zur theoretisch bestmöglichen Lösung, da sie u. a. mit Transaktionskosten verbunden sind, welche abhängig von den

³⁰ Vgl. WILLIAMSON (1985, S. 19).

³¹ Vgl. ebenda (S. 20 f.).

³² Opportunitätskosten entstehen Staat B beispielsweise, wenn dort lediglich eine begrenzte Anzahl an Standorten mit hohem Dargebot verfügbar ist und Staat B ebenfalls nationale FEE-Ausbauziele verfolgt.

³³ Zusätzlich zu den Kooperationsgewinnen wirken sich auch die sonstigen Verteilungseffekte eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus auf die Wohlfahrt der Staaten A und B (bzw. die Vermögensposition verschiedener Akteure in diesen Staaten) aus und sind im Zuge von Kooperationsverhandlungen grundsätzlich zu beachten. Da es in Szenario 1 jedoch zu keiner Dispatchbeeinflussung kommt, sind die Verteilungseffekte und die aus ihnen erwachsenden Koordinationsprobleme vorerst noch moderat und werden deshalb erst in späteren Szenarien ausführlich thematisiert. Die Verteilungseffekte, die sich in diesem Szenario aufgrund eines geografisch veränderten FEE-Zubaus ergeben können, sind bspw. regionale Arbeitsmarkteffekte und Auswirkungen auf kommunale Einnahmen oder auch Veränderungen der Wertentwicklung von Immobilien (Pachteinnahmen für Grundstücke mit hohem Dargebot in Staat A und B sowie Werte von Wohnimmobilien in der Nähe von entsprechenden Standorten; siehe in diesem Zusammenhang auch BECKERS ET AL. (2015)).

³⁴ Zu Verhandlungen im bilateralen Monopol vgl. z. B. NASH (1950).

³⁵ Vgl. MYERSON / SATTERTHWAIT (1983).

Akteurseigenschaften und Umweltbedingungen (bzw. der daraus folgenden Verhandlungsintensität und -dauer) unterschiedliche Ausmaße annehmen können.

OPPORTUNISTISCHES VERHALTEN

Im Rahmen einer Kooperation kann sich eine Partei opportunistisch verhalten und beispielsweise ex post Handlungen ergreifen bzw. Konstellationen gezielt herbeiführen, durch die eigene Ziele auf Kosten des Vertragspartners erreicht werden.³⁶ Den an einer Kooperation beteiligten Akteuren bieten sich derartige Möglichkeiten jedoch in unterschiedlichem Ausmaß. Während Staat B in dem hier betrachteten Modell grundsätzlich über einige Optionen opportunistischen Verhaltens verfügt, ist dies bei Staat A aufgrund der Eigenschaften der getätigten Investition deutlich eingeschränkt der Fall. FEE-Anlagen sind spezifische und kapitalintensive Investitionen mit einer langen Lebensdauer.³⁷ Infolge der hohen (Standort- und Sachkapital-) Spezifität dieser Anlagen begibt sich Staat A bei einem grenzüberschreitenden FEE-Zubau somit in ein (mehr oder weniger ausgeprägtes) Abhängigkeitsverhältnis zu Staat B.³⁸ Allerdings stellen Opportunismusprobleme kein Alleinstellungsmerkmal von FEE-Kooperationen dar, sondern existieren (in unterschiedlichem Umfang) bei vielen internationalen Investitionsprojekten. Die Besonderheiten von Kooperationen im Elektrizitätssektor bestehen vor allem in der hohen Spezifität der Investitionen sowie dem außerordentlich großen Einfluss des technischen Systems auf deren Wert, was in späteren Szenarien deutlicher zu Tage tritt.

In erster Linie ergeben sich Möglichkeiten zu opportunistischem Verhalten aus unvollständigen Verträgen. Unvollständigkeit stellt eine grundsätzliche Eigenschaft von Verträgen dar, da es beim Vertragsentwurf unmöglich ist, (zu vertretbaren Kosten) alle Eventualitäten einer Transaktion zu berücksichtigen. Der Grad der Unvollständigkeit eines Vertrages kann jedoch in Abhängigkeit des konkreten Falls variieren. Im hier betrachteten Modell nimmt die Unvollständigkeit des FEE-Kooperationsvertrags infolge von Kontrahierungsproblemen von Szenario zu Szenario zu. Kontrahierungsprobleme bezeichnen die eingeschränkte Möglichkeit, Leistungen beschreiben und messen zu können.³⁹ Schlecht kontrahierbare Leistungen (oder Verhaltensweisen) lassen sich kaum in Vertragswerke integrieren, da die Einhaltung derartiger Klauseln (sofern diese überhaupt nachvollziehbar formuliert werden können) letztlich schwer beurteilt werden kann. In diesem Szenario kann Staat B beispielsweise durch eine Änderung des nationalen institutionellen Rahmens opportunistisch agieren. So könnte er nach Abschluss eines Kooperationsvertrages die FEE-Anlagen bzw. die Anlagenbetreiber stärker besteuern und sich dadurch zusätzliche Erträge zulasten anderer beteiligter Akteure verschaffen.

Möglichkeiten zu opportunistischem Verhalten können sich (abseits eventuell vorliegender Kontrahierungsprobleme) auch aufgrund der mangelnden Durchsetzbarkeit vertraglicher Vereinbarungen eröffnen. Demnach ist bei grenzüberschreitenden Kooperationen stets zu beachten,

³⁶ WILLIAMSON definiert Opportunismus als Verfolgung von Eigeninteressen auf arglistige Weise. Dies beinhaltet offensichtliche (z. B. klar erkennbarer Vertragsbruch) sowie subtilere Formen des Betrugs (z. B. „moral hazard“). Vgl. WILLIAMSON (1985, S. 47 ff.).

³⁷ Vgl. BECKERS / HOFFRICHTER (2014).

³⁸ Vgl. ALCHIAN / WOODWARD (1988, S. 67 f.) sowie WILLIAMSON (1985, S. 61 ff.).

³⁹ Vgl. KLATT (2011, S. 56 f.).

inwiefern nach Vertragsabschluss sichergestellt werden kann, dass kontrahierte Leistungen wie z. B. Kompensationszahlungen auch durchgesetzt werden können. In diesem Zusammenhang können effektive Judikativ- und Exekutivorgane (bzw. gegebenenfalls auch sonstige Sanktionsmöglichkeiten) den Anreiz, vertragliche Regelungen zu brechen, deutlich senken.

Ob sich ein Akteur opportunistisch verhält, wird jedoch nicht ausschließlich von den entsprechenden Möglichkeiten bestimmt, die sich ihm im Rahmen einer Kooperation bieten. So verhalten sich Akteure oft durchaus vertragstreu bzw. nutzen bestehende Vertragslücken nicht aus, obwohl sie leicht opportunistisch handeln könnten. Dies kann beispielsweise durch eine Langfristorientierung verbunden mit der Aussicht auf künftige Kooperationsgewinne oder sogar durch das Festhalten an gewissen „Fairnessprinzipien“ begründet sein. Im konkreten Fall kann es für Staat A allerdings sehr schwer zu beurteilen sein, wie stark die Gefahr ausgeprägt ist, dass Staat B existierende Unvollständigkeiten des Kooperationsvertrages opportunistisch ausnutzt. Dennoch lassen sich einige Faktoren identifizieren, die die Unsicherheit hinsichtlich des Verhaltens von Staat B mindern:

- Wiederholte Interaktionen mit einem Staat können zur Herausbildung einer *Reputation* führen. Während positive Erfahrungen und erfolgreiche Kooperationen im Energiesektor oder auch in anderen Politikbereichen zu einer hohen Reputation beitragen können, besteht natürlich auch die Möglichkeit, dass dieser Zusammenhang bei mehrfach negativem Verhalten auf gegenteilige Weise besteht.
- Eine *ein- oder wechselseitige Abhängigkeit* zwischen den kooperierenden Staaten kann auch zu einer Reduktion der Verhaltensunsicherheit beitragen, sofern der abhängige Staat bei opportunistischem Verhalten mit Sanktionen rechnen muss (was für ihn die Kosten derartiger Handlungen erhöht). Dies erfordert jedoch die glaubwürdige Drohung, dass bestehende Abhängigkeiten, die beispielsweise infolge wirtschaftlicher oder politischer Verflechtungen in anderen Bereichen existieren, auch genutzt werden, um ein opportunistisches Verhalten im Rahmen einer FEE-Kooperation zu bestrafen.⁴⁰
- Verfolgen die kooperierenden Staaten *homogene Ziele* kann dies ebenfalls die Verhaltensunsicherheit senken. Insbesondere wenn sich die Zielsetzungen von Staat A und B in Hinblick auf die angestrebte Entwicklung des Stromsystems entsprechen oder sich ihre Präferenzen bzgl. der Nutzung bestimmter Erzeugungstechnologien stark ähneln, reduziert dies für Staat B die Möglichkeiten zu opportunistischem Verhalten, da dieser bei opportunistischem Verhalten vielfach eigenen Zielen zuwiderhandeln würde.
- Auch die *Stabilität der Rahmenbedingungen* in Staat B beeinflusst die Verhaltensunsicherheit. So können starke Umweltänderungen (politischer oder wirtschaftlicher Natur), selbst bei sehr guten Kooperationsbeziehungen zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses, opportunistisches Verhalten begünstigen. Beispiele hierfür können Regierungswechsel oder Änderungen der energiepolitischen Strategie in Staat B sein. Folglich ist bei der Zusammenarbeit mit Staaten, die über eine stabile wirtschaftliche und politische Situation und insbesondere einen

⁴⁰ Die Glaubwürdigkeit einer solchen Drohung hängt zum einen davon ab, ob die Abhängigkeit ein- oder wechselseitiger Natur ist, d. h. ob im Sanktionsfall auch der sanktionierende Staat Verluste erleidet. Zum anderen hat auch die Verhältnismäßigkeit der angedrohten Sanktion Auswirkungen auf deren Glaubwürdigkeit.

nationalen energiepolitischen Konsens verfügen, ceteris paribus von einer geringeren Opportunismusgefahr auszugehen.

Eine erhöhte Opportunismusgefahr kann deutliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz haben: Bei umfangreichen Kontrahierungsproblemen werden die betroffenen Staaten ein potentielles opportunistisches Verhalten des Vertragspartners berücksichtigen und entsprechende Ressourcen aufwenden, um in einem solchen Fall geschützt und vorbereitet zu sein. Eine geringe Kontrahierbarkeit kann auch dazu führen, dass ein Staat die Handlungen seines Vertragspartners genauer beobachtet, um dessen Absichten nachzuvollziehen und opportunistisches Verhalten besser bzw. frühzeitiger identifizieren zu können. Die Aufwendungen zum Schutz gegen opportunistisches Verhalten oder für ein Monitoring des Vertragspartners, welche zu den Transaktionskosten zu zählen sind, nehmen somit tendenziell mit der Gefahr opportunistischen Verhaltens zu.

2.1.2.3 Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung des Dekarbonisierungsziels

Wie bereits in Abschnitt 2.1.2.1 erläutert, hat der Standort der zuzubauenden FEE-Anlagen in Szenario 1 keine Auswirkungen auf den Dispatch. Ursächlich dafür sind vor allem die Annahmen einer fixen zu erzeugenden Strommenge sowie einer unbegrenzten Übertragungskapazität zwischen beiden Staaten, wobei letztere Annahme der Grund für die gemeinsame Merit-Order von Staat A und B ist. Da der grenzüberschreitende FEE-Zubau den Kraftwerkseinsatz in Staat A und B somit nicht verändert, hat die FEE-Kooperation in Szenario 1 auch keine Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen beider Staaten.⁴¹

In Abbildung 3 ist erneut die gemeinsame Merit-Order der Staaten A und B dargestellt. Im Unterschied zur vorhergehenden Abbildung ist in diesem Fall jedoch zusätzlich die CO₂-Intensität der jeweiligen Stromerzeugung als beigefarbene Säule im Hintergrund illustriert. Dies verdeutlicht zudem grafisch, dass in Szenario 1 unabhängig vom Zustandekommen einer FEE-Zusammenarbeit stets eine identische CO₂-Menge eingespart wird.

⁴¹ An dieser Stelle sei nochmals darauf verwiesen, dass Staat A eine bestimmte FEE-Strommenge erzeugen möchte und somit ein MWh- und kein MW-Ziel verfolgt. Zudem wird auf die in Abschnitt 2.1.2.2.1 getroffene Annahme hingewiesen, dass zwischen den Standorten in Staat A und B keine *systematischen* Unterschiede hinsichtlich der zeitlichen Dargebotsverfügbarkeit vorliegen.

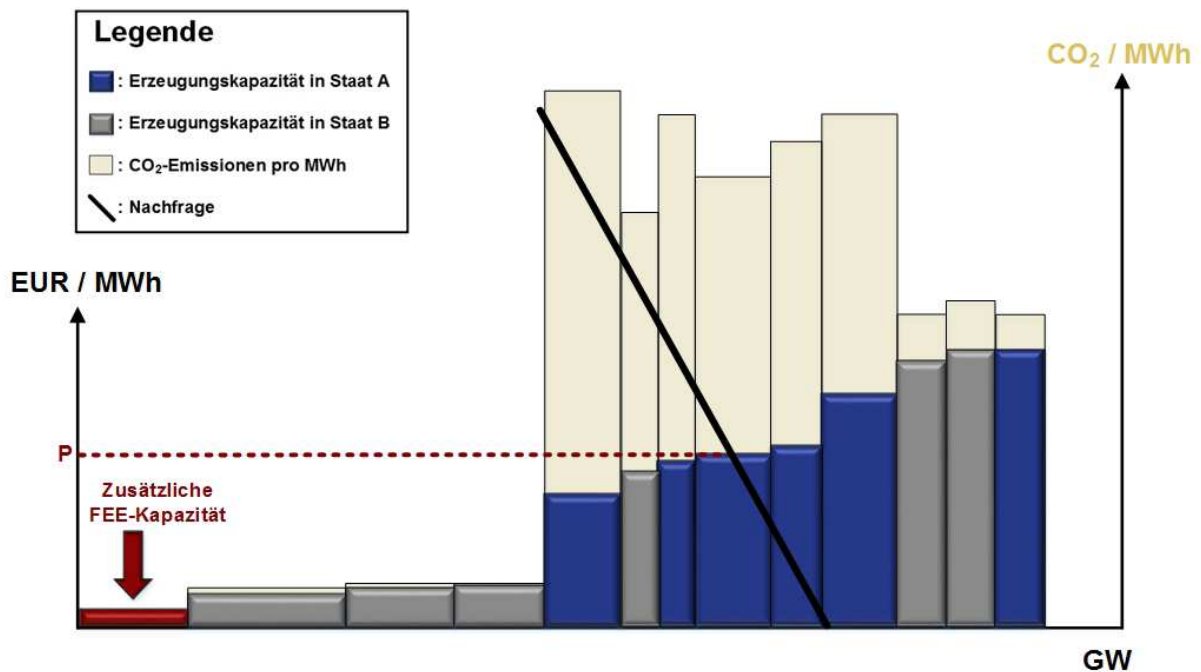


Abbildung 3: Gemeinsame Merit-Order der Staaten A und B sowie CO₂-Intensität der Erzeugung in Szenario 1

2.1.2.4 Zusammenfassung des ersten Szenarios

Im ersten Szenario hat ein grenzüberschreitender FEE-Zubau keinen Einfluss auf den Dispatch und somit auch keine Auswirkungen auf die Erreichung des Dekarbonisierungsziels. Lediglich in Hinblick auf das Kosteneffizienzziel lassen sich in Szenario 1 Effekte einer FEE-Kooperation erkennen:

- Einerseits kann bei einer FEE-Kooperation das in der Regel höhere Dargebot am ausländischen Standort genutzt werden. Selbst wenn zudem noch eventuell existierende Ausgleichseffekte zu berücksichtigen sind (die bei starker geografischer Konzentration der Anlagen auch negativ wirken können), dürfte vor allem das höhere Dargebot in vielen Fällen zu einer Senkung der *Produktionskosten* führen.
- Andererseits wird dem eine Erhöhung der *Transaktionskosten* gegenüberstehen. Transaktionskosten können sowohl im Zuge von Verhandlungen zur Aufteilung der entstehenden Produktionskostensenkungen als auch aufgrund von Möglichkeiten opportunistischen Verhaltens (die primär durch Kontrahierungsprobleme bedingt sind) entstehen. Da die Umweltunsicherheit im ersten Szenario infolge der Annahme unbeschränkter Übertragungskapazität vergleichsweise gering ist, dürfte der Umfang der Kontrahierungsprobleme allerdings noch recht moderat ausfallen.

2.1.3 Szenario 2: Begrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität und homogene Kraftwerksparks

2.1.3.1 Darstellung des zweiten Szenarios

Szenario 2 stellt unter stark vereinfachten Umweltbedingungen – alle Staaten verfügen über identische Ausgangskraftwerksparks (hier „homogene Kraftwerksparks“ genannt) – die Folgen begrenzter Übertragungskapazität zwischen den Staaten A und B dar. So werden jeweils Situationen betrachtet, in denen die Interkonnektoren Engpässe aufweisen.⁴² Abgesehen von diesen Änderungen gelten jedoch weiterhin die zuvor in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Annahmen. Szenario 2 dient im Grunde als Zwischenschritt, welcher die Verteilungswirkungen von Netzengpässen darstellt, bevor (in Szenario 3) deren Folgen bei hoher Umweltunsicherheit untersucht werden.

Da die Übertragungskapazität zwischen den Staaten A und B im zweiten Szenario vollständig ausgelastet ist, verfügt jeder Staat über eine separate Merit-Order. Eine entsprechende Situation ist zum Beispiel in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Die stattfindenden Ex- bzw. Importe werden darin vereinfacht mithilfe einer Verschiebung der nationalen Nachfragekurven veranschaulicht.⁴³ Aufgrund der Annahme homogener Kraftwerksparks sind die Merit-Order-Kurven beider Staaten zwangsläufig identisch. Ein grenzüberschreitender FEE-Zubau drückt sich in der betrachteten Situation durch eine „Rechtsverschiebung“ der Merit-Order in Staat B aus, da sich die zusätzlichen FEE-Kapazitäten (aufgrund ihrer geringen Grenzkosten) nun an deren linken Rand befinden.⁴⁴ Infolge der homogenen Kraftwerksparks lassen sich die Effekte zwischen beiden Staaten leicht vergleichen. In Staat B werden konventionelle Erzeugungskapazitäten verdrängt, was dort zu einer Preissenkung führt, während in Staat A die entsprechenden Kraftwerke weiterhin dispatched werden. Vice versa würde ein Zubau der FEE-Anlagen im Inland zu einer Senkung des Großhandelspreises in Staat A führen. Folglich kommt dem Standort der FEE-Anlagen bei begrenzter Übertragungskapazität eine wesentlich bedeutendere Rolle zu als dies noch in Szenario 1 der Fall war.

⁴² Diesbezüglich ist zu beachten, dass es sich bei den im Folgenden untersuchten Konstellationen um einzelne Situationen bzw. „Momentaufnahmen“ handelt. Welche Bedeutung den dargestellten Effekten letztlich zukommt, hängt davon ab, wie oft derartige Situationen (deutliche Preisdifferenzen zwischen den Staaten etc.) im konkreten Fall auftreten.

⁴³ Zur leichteren grafischen Darstellung wird davon ausgegangen, dass die erfolgenden Ex- und Importe in Staat A und B jeweils nicht preissetzend sind, sodass diese stark vereinfachend durch eine Verschiebung der Nachfragekurven dargestellt werden können. Darüber hinaus wird die resultierende Engpassrente nicht näher betrachtet. Dieses Vorgehen wurde zur leichteren Nachvollziehbarkeit der Argumentation gewählt, da die beschriebenen Vereinfachungen keine grundlegenden Änderungen der nachfolgend dargestellten Effekte bewirken.

⁴⁴ Dabei wird davon ausgegangen, dass in der betrachteten Situation ein ausreichendes Dargebot vorliegt, sodass diese FEE-Erzeugungskapazitäten Strom produzieren.

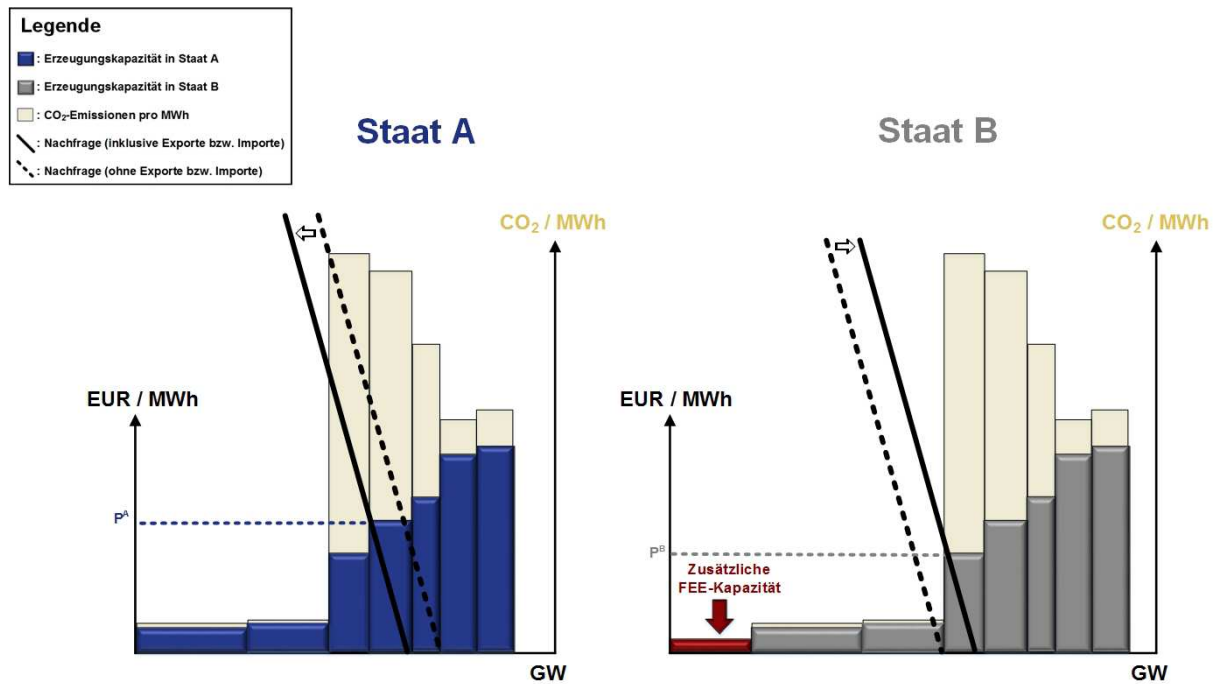


Abbildung 4: Merit-Order der Staaten A und B sowie CO₂-Intensität der Erzeugung in Szenario 2

2.1.3.2 Zusätzliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz

Aufgrund der Annahme homogener Kraftwerksparks werden in Szenario 2 unabhängig vom Standort der FEE-Anlagen stets konventionelle Erzeugungskapazitäten mit identischen Grenzkosten verdrängt.⁴⁵ Somit ergeben sich zusätzlich zu den in Abschnitt 2.1.2.2.1 erläuterten Effekten keine weiteren Effekte auf die Produktionskosten. Dieser Abschnitt konzentriert sich deshalb auf die Transaktionskosteneffekte in Szenario 2.

Die begrenzte Übertragungskapazität führt nun dazu, dass mit einem grenzüberschreitenden FEE-Zubau umfangreiche Verteilungseffekte einhergehen. Konkret bedeutet dies, dass der Standort der FEE-Anlagen in Szenario 2 deutlich größere Auswirkungen auf die Vermögensposition der verschiedenen Akteure bzw. Akteursgruppen hat. So kommt es beispielsweise in Situationen mit Netzengpässen zur oben beschriebenen Dispatchbeeinflussung, welche eine Veränderung der Großhandelspreise bewirkt. Konsumenten und Produzenten in Staat A sehen sich durch eine FEE-Kooperation im Engpassfall höheren Strompreisen gegenüber als dies bei einem nationalen Ausbau der Fall wäre (in Staat B vice versa). Inwiefern sich dies auf die Vermögensposition der nationalen Akteursgruppen auswirkt, hängt insbesondere vom Ausmaß ab, in dem diese Gruppen mit Marktpreisen konfrontiert sind. Im vorliegenden Modell wurde zum Beispiel angenommen, dass FEE-Produzenten keine Marktpreisrisiken tragen und sich ausschließlich durch die

⁴⁵ Im Zuge dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass der FEE-Zubau entweder *ausschließlich* in Staat A oder in Staat B erfolgt. Der Fall eines (partiellen) Zubaus in beiden Staaten wird nicht betrachtet.

Einspeisevergütungen refinanzieren.⁴⁶ Hingegen negativ wirken sich Großhandelspreiserhöhungen auf die Konsumenten in Staat A aus, wogegen die Nachfrager in Staat B von der dortigen Preissenkung profitieren.⁴⁷

Aus einer statischen Perspektive, in der das technische System (z. B. die homogenen, nationalen Kraftwerksparks) sowie der institutionelle Rahmen konstant sind, lassen sich die resultierenden Verteilungswirkungen mit relativ geringem Aufwand ermitteln. In diesem Fall sind lediglich die in Abschnitt 2.1.2.2.2 beschriebenen Herausforderungen im Kontext der Aufteilung von Nutzen und Kosten einer FEE-Kooperation zu beachten, sodass es im Vergleich zu Szenario 1 zu keiner wesentlichen Steigerung der Transaktionskosten kommt.

Eine dynamische Betrachtung berücksichtigt hingegen eventuelle Änderungen der technischen und institutionellen Rahmenbedingungen, wie spätere Investitionen in das Netz oder Erzeugungsanlagen sowie einen veränderten Betrieb (oder im Extremfall auch die Stilllegung) existierender Systemelemente (z. B. auch aktualisierte Regelungen zur Netzbewirtschaftung). Da sich derartige Änderungen vor dem Abschluss einer grenzüberschreitenden Kooperation nur in sehr begrenztem Ausmaß antizipieren lassen, existiert eine Umweltunsicherheit bezüglich der sich ex post einstellenden Verteilungswirkungen. Je höher diese Umweltunsicherheit ist bzw. je stärker die resultierenden Verteilungseffekte von unsicheren Entwicklungen beeinflusst werden, desto schwieriger gestaltet sich folglich ex ante die Kontrahierung der Verteilungswirkungen einer FEE-Kooperation. Wie bereits in Szenario 1 dargelegt wurde, führen Kontrahierungsprobleme in der Regel zu einer Steigerung der Transaktionskosten. So ist eine Prognose der resultierenden Verteilungseffekte im hier betrachteten Fall äußerst aufwendig bzw. mitunter kaum möglich. Dies steigert die Unvollständigkeit einer Kooperationsvereinbarung und eröffnet Spielräume für opportunistisches Verhalten. Da Staaten (wie auch andere Akteursgruppen) grundsätzlich bestrebt sind, negative Verteilungswirkungen zu verhindern, steigt mit dem Umfang der Verteilungseffekte und der Unvollständigkeit geschlossener Kooperationsverträge auch der Anreiz, auf Umweltänderungen zu reagieren und durch eine Veränderung des technischen Systems oder des institutionellen Rahmens die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die eigene Vermögensposition zu verbessern. Dies kann zu hohen Transaktionskosten führen und die Kosteneffizienz eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus deutlich beeinträchtigen.

2.1.3.3 Zusätzliche Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

Auch in Szenario 2 hat eine FEE-Kooperation keine Auswirkungen auf den gesamten, staatenübergreifenden CO₂-Ausstoß.⁴⁸ Ursächlich dafür ist in diesem Fall die Annahme homogener Kraftwerksparks, welche sich auch auf die Emissionen der Kraftwerke bezieht.⁴⁹ Somit werden

⁴⁶ Auch für die Betreiber konventioneller Kraftwerke können die Marktpreisrisiken in Abhängigkeit der Existenz sowie konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten stark variieren. Vgl. BECKERS/HOFFRICHTER (2014).

⁴⁷ Hierbei wurde angenommen, dass sich Großhandelspreiserhöhungen bzw. -senkungen in einem Staat zumindest mittelfristig auf die Stromtarife der nationalen Endkunden auswirken.

⁴⁸ Wie in Abschnitt 2.1.1 dargestellt, bezieht sich diese Aussage auf den Vergleich einer grenzüberschreitenden Kooperation mit einer Referenzsituation, in welcher der FEE-Zubau national (also in Staat A) erfolgt.

⁴⁹ Vgl. Abbildung 4.

unabhängig von einer grenzüberschreitenden Kooperation oder einem ausschließlich nationalen FEE-Ausbau stets Erzeugungskapazitäten mit der gleichen CO₂-Intensität der Erzeugung verdrängt und dadurch eine identische CO₂-Menge vermieden.⁵⁰ Die Wahl des FEE-Anlagenstandortes bestimmt jedoch, in welchem Staat die Veränderung der Merit-Order erfolgt, d. h. wo die Emissionen reduziert werden.⁵¹

2.1.3.4 Zusammenfassung des zweiten Szenarios

Die Annahme homogener Kraftwerksparks führt dazu, dass sich auch in Szenario 2 keine Effekte auf den staatenübergreifenden CO₂-Ausstoß und die Produktionskosten identifizieren lassen. Bei Engpässen an den Grenzkuppelstellen können die Verteilungseffekte einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation im Vergleich zu Szenario 1 jedoch deutlich zunehmen. Dies hat insbesondere im Kontext einer hohen Umweltunsicherheit umfangreiche Kontrahierungsprobleme zur Folge, welche zu einer Steigerung der Transaktionskosten führen können.

2.1.4 Szenario 3: Begrenzte grenzüberschreitende Übertragungskapazität und heterogene Kraftwerksparks

2.1.4.1 Darstellung des dritten Szenarios

Während das erste und zweite Szenario hauptsächlich der sukzessiven Darstellung grundlegender Effekte dienten, untersucht das dritte Szenario die Auswirkungen grenzüberschreitender Kooperationen auf Basis komplexerer und näher an der Realität angelegter Annahmen. Es stellt auch das finale, im weiteren Verlauf dieses Arbeitspapiers verwendete Szenario dar. In Szenario 3 wird erstens von begrenzten Übertragungskapazitäten ausgegangen, indem Situationen mit Netzengpässen zwischen den Staaten betrachtet werden und zweitens wird die Annahme homogener Kraftwerksparks aufgehoben, sodass die Kraftwerke in Staat A und B hinsichtlich ihrer Grenzkosten und der CO₂-Intensität der Erzeugung variieren. Um eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wurden in der folgenden Abbildung 5 jene Kraftwerksparks der Staaten A und B verwendet, anhand derer bereits in Szenario 1 die Effekte illustriert wurden. Ferner gelten die in Abschnitt 2.1.1 dargestellten, allgemeinen Annahmen des schematischen Modells.

Da in diesem Szenario erneut Situationen mit Netzengpässen betrachtet werden, ähneln die Auswirkungen eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus auf den Dispatch den in Szenario 2 beobachteten Effekten. Es existieren zwei separate Merit-Order-Kurven für die Staaten A und B, sodass am Standort der FEE-Anlagen konventionelle Erzeugungskapazitäten verdrängt werden, was wiederum eine Senkung des Großhandelspreises im entsprechenden Staat zur Folge hat.⁵²

⁵⁰ Wie bereits erwähnt, wird hier angenommen, dass der FEE-Zubau entweder ausschließlich in Staat A oder in Staat B erfolgt. Eine Variation des CO₂-Ausstoßes durch eine Aufteilung des FEE-Zubaus auf beide Staaten wird an dieser Stelle nicht thematisiert, da es sich hierbei um ein simplifiziertes, schematisches Modell handelt.

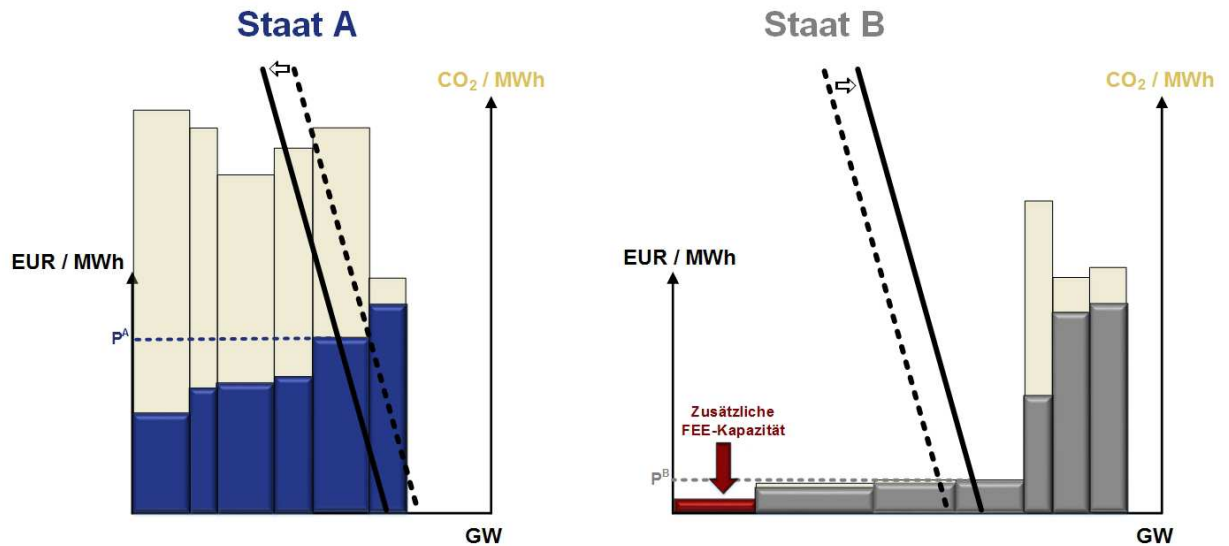
⁵¹ Der Staat (bzw. auch die Region), in dem die Emissionsreduktion erfolgt, kann für politische Prozesse, Strategien von Politikern oder auch die Erreichung lokaler bzw. regionaler Umweltziele durchaus von Bedeutung sein. Da es sich bei Treibhausgasen allerdings um global wirkende Schadstoffe handelt, bei denen der Emissionsort keine Rolle spielt, werden in diesem Arbeitspapier nur die Effekte auf die gesamten Emissionen beider Staaten berücksichtigt.

⁵² Vgl. Abbildung 5.



Grenzüberschreitende FEE-Kooperation

(Anlagenstandort: Staat B)



Referenzsituation: Nationaler FEE-Zubau

(Anlagenstandort: Staat A)

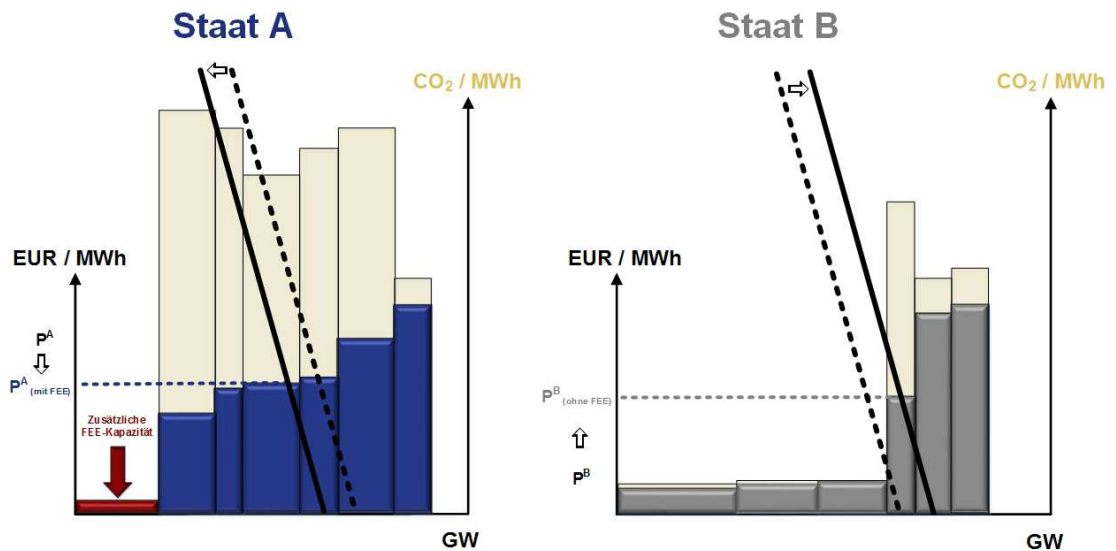


Abbildung 5: Merit-Order der Staaten A und B bei einer grenzüberschreitenden Kooperation und bei einem nationalen FEE-Zubau in Szenario 3 (Fall: $P^A > P^B$)

2.1.4.2 Zusätzliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz

In Szenario 3 lassen sich sowohl hinsichtlich der Produktions- als auch der Transaktionskosten weitere Auswirkungen einer FEE-Kooperation identifizieren, die zusätzlich zu den bereits in den Szenarien 1 und 2 dargestellten Effekten auftreten können.

2.1.4.2.1 Zusätzliche Effekte auf die Produktionskosten

In einer Situation, in der Engpässe an den Grenzkuppelstellen den Stromaustausch zwischen Staat A und B einschränken und sich zugleich die Erzeugungskapazitäten dieser Staaten deutlich voneinander unterscheiden, kann der Wert, den der erzeugte FEE-Strom für das staatenübergreifende Stromsystem hat, in Abhängigkeit des Anlagenstandorts variieren. Dadurch ergeben sich zwei Effekte, die (zusätzlich zu den in Abschnitt 2.1.2.2.1 dargestellten Aspekten) einen Einfluss auf die Produktionskosten ausüben können:

- Erstens spielt es bei heterogenen Kraftwerksparks eine Rolle, welche Erzeugungskapazitäten aufgrund der zugebauten FEE-Anlagen nicht mehr dispatched werden. So wirkt es sich *ceteris paribus* positiv auf die Produktionskosten aus, wenn die in Staat B verdrängten Kraftwerke höhere Grenzkosten aufweisen als jene, die bei einem nationalen Zubau in Staat A ersetzt würden. In Abbildung 5 ist exemplarisch der entgegengesetzte Fall illustriert: Dort werden in Staat B durch die grenzüberschreitende FEE-Kooperation Kraftwerke mit sehr geringen Grenzkosten schwächer ausgelastet, während ein nationaler FEE-Zubau in Staat A Erzeugungskapazitäten mit wesentlich höheren Grenzkosten verdrängt und letztlich die variablen Kosten der Stromproduktion gesenkt hätte. Die Richtung dieses Effekts wird somit entscheidend davon beeinflusst, aus welchen Erzeugungstechnologien sich die nationalen Kraftwerksparks in Staat A und B zusammensetzen.
- Zweitens können sich auch die Systemintegrationskosten der zugebauten FEE-Anlagen⁵³ zwischen den Staaten unterscheiden und daher ebenfalls ein aus Produktionskostensicht relevantes Kriterium darstellen.⁵⁴

2.1.4.2.2 Zusätzliche Effekte auf die Transaktionskosten

Szenario 3 betrachtet Situationen mit Netzengpässen im Kontext heterogener Kraftwerksparks. Die Komplexität des technischen Systems ist unter diesen Rahmenbedingungen deutlich höher als dies in den Szenarien zuvor der Fall war, was sich sowohl auf die Verteilungseffekte als auch auf die Umweltunsicherheit auswirkt. Bevor der Umgang mit der Umweltunsicherheit und ihren Auswirkungen vertieft diskutiert wird, erfolgt zunächst eine exemplarische Analyse der Verteilungseffekte aus Sicht der Konsumenten in Staat A.

⁵³ Ein Beispiel hierfür sind die Flexibilisierungskosten bei thermischen Erzeugungskapazitäten, welche sich infolge der getroffenen Annahmen (Heterogenität der Kraftwerksparks) erst in Szenario 3 zwischen den Staaten unterscheiden. Darüber hinaus sind zu den Systemintegrationskosten auch die durch den FEE-Zubau induzierten nationalen Netzausbaukosten zu zählen, welche in diesem schematischen Modell jedoch aufgrund der Abstraktion von innerstaatlichen Engpässen nicht abgebildet werden.

⁵⁴ Da bei der Betrachtung der Produktionskosten in diesem Arbeitspapier durchgängig eine staatenübergreifende Systemperspektive eingenommen wird, sollte auch stets berücksichtigt werden, inwiefern sich eventuelle Produktionskostensteigerungen asymmetrisch auf die beteiligten Staaten aufteilen.

VERTEILUNGSEFFEKTE BEI NETZENGPÄSSEN UND HETEROGENEN KRAFTWERKSPARKS

Dieser Abschnitt zeigt anhand der Akteursgruppe der Konsumenten in Staat A beispielhaft, von welchen technischen und institutionellen Faktoren die Verteilungswirkungen einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation abhängen können. Da die Konsumenten in Staat A den FEE-Zubau finanzieren, lassen sich die existierenden Wirkungszusammenhänge an diesem Beispiel besonders gut veranschaulichen, weshalb jene Perspektive zur Darstellung der Verteilungseffekte gewählt wurde:

Im Engpassfall bestimmen die produzierenden Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten den Marktpreis in den verschiedenen Preiszonen (bzw. Staaten⁵⁵). Somit sind bei heterogenen Kraftwerksparks zwei Fälle zu unterscheiden.

- Im ersten Fall ist der Großhandelspreis in Staat A höher als in Staat B ($P^A > P^B$). Es findet daher im Umfang der begrenzten, nutzbaren Interkonnektorenkapazität ein kommerzieller Stromfluss nach Staat A statt.⁵⁶ Die Erlöse einer in Staat B erzeugten MWh FEE-Stroms fallen geringer aus als die Erlöse, die in der Referenzsituation (nationaler FEE-Ausbau in Staat A) pro MWh zu erzielen wären. Abbildung 5 stellt diesen Fall dar.
- Im zweiten Fall, in dem der Strompreis in Staat B höher ist als in Staat A ($P^A < P^B$), kommt es zu entsprechend entgegengesetzten Effekten. Der kommerzielle Stromfluss erfolgt erneut in Richtung des hochpreisigen Staates, in diesem Fall Staat B. Zudem sind die Markterlöse des in Staat B erzeugten FEE-Stroms nun höher als in der Referenzsituation in Staat A.

In beiden Fällen führt ein grenzüberschreitender FEE-Zubau im Vergleich mit der Referenzsituation zu einer Steigerung der Großhandelspreise und wirkt sich in dieser Hinsicht negativ auf die Vermögensposition der Konsumenten in Staat A aus. Dies gibt jedoch noch keinen Aufschluss über den Gesamteffekt einer FEE-Kooperation aus Konsumentenperspektive, da darüber hinaus auch die Auswirkungen auf den Refinanzierungsmechanismus der FEE-Anlagen eine wichtige Rolle spielen. Als Refinanzierungsmechanismus wurde eine Einspeisevergütung angenommen, sodass für beide Fälle die Auswirkungen auf die Differenzkosten⁵⁷ zu untersuchen sind.

- In Fall 1 ($P^A > P^B$) ist die Veränderung der Differenzkosten oft nicht eindeutig bestimmbar, da zwei gegenläufige Effekte existieren können. Einerseits sind die Markterlöse der FEE-Anlagen in Staat B geringer, was die Differenzkosten tendenziell erhöht. Andererseits kann auch die Einspeisevergütung (aufgrund des größeren Dargebots in Staat B und der damit verbundenen höheren Volllaststunden der FEE-Anlagen) unter das für Staat A übliche Niveau abgesenkt werden, was bereits in Abschnitt 2.1.2.2.1 dargestellt wurde. Inwiefern die Einspeisevergütung

⁵⁵ Da in dem hier verwendeten, vereinfachten Modell keine Engpässe innerhalb eines Staates existieren, besteht jeder Staat aus lediglich einer Preiszone. Siehe dazu auch Abschnitt 2.1.1.

⁵⁶ Das einschränkende Adjektiv „kommerziell“ drückt aus, dass handelsseitige Stromaustausche in umfangreich miteinander vermaschten Elektrizitätsversorgungssystemen keineswegs entsprechende physikalische Stromflüsse zur Folge haben müssen. So kann ein Stromexport von Staat B nach Staat A auch teilweise mit Ringflüssen über den benachbarten Staat C einhergehen, was auch ein gewisses Konfliktpotential bergen kann. Ein Umstand, der in diesem Arbeitspapier jedoch nicht vertieft betrachtet wird.

⁵⁷ Die Differenzkosten ergeben sich aus dem Differenzwert der Einspeisevergütung (Minuend) und der Markterlöse des erzeugten FEE-Stroms (Subtrahend) und werden häufig in Form einer Umlage von den Konsumenten getragen.

in Staat B geringer ausfällt, hängt somit von der (in Abschnitt 2.1.2.2.2 thematisierten) Aufteilung der Produktionskostenvorteile zwischen den Staaten A und B ab. Verbleiben die Produktionskostensparnisse dagegen größtenteils bei Staat B und (bzw. oder) den FEE-Produzenten, werden die Differenzkosten in Fall 1 für die Konsumenten in Staat A steigen.

- In Fall 2 ($P^A < P^B$) sinken die Differenzkosten im Zuge einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation: Erstens erzielen die FEE-Anlagen in diesem Fall höhere Markterlöse in Staat B und zweitens kann die Einspeisevergütung (wie bei Fall 1 erläutert) abhängig von der Aufteilung existierender Produktionskostenvorteile abgesenkt werden.

Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass eine FEE-Kooperation in Fall 1 zunächst einmal negative Verteilungswirkungen für die Konsumenten in Staat A hat, sofern die entsprechende Einspeisevergütung das gleiche Niveau wie für inländische Anlagen aufweist. Da die Einspeisevergütung jedoch mitunter geringer ausfallen wird, muss der Nettoeffekt dann detailliert untersucht werden. In Fall 2 ist ebenso eine Einzelfalluntersuchung notwendig, da sich dort zwei gegenteilige Effekte stets gegenüberstehen: Einerseits sinken die Differenzkosten für die Konsumenten, andererseits kommt es jedoch zu einer Großhandelspreiserhöhung in Staat A. Weiterhin muss bei *allen Fällen* berücksichtigt werden, dass in Szenario 3 ausschließlich Situationen mit Netzengpässen betrachtet werden, sodass auch die Häufigkeit, mit der Netzengpässe zwischen Staat A und B auftreten, einen Einfluss auf den letztendlichen Verteilungseffekt einer FEE-Kooperation aus der Perspektive der Konsumenten in Staat A hat.

STEIGERUNG DER UMWELTUNSICHERHEIT UND UMGANG MIT DEN ZUNEHMENDEN KONTRAHIERUNGSPROBLEMEN

Anhand der Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Konsumenten in Staat A wurde exemplarisch demonstriert, welchen großen Einfluss während der Betriebsdauer der FEE-Anlagen die Entwicklung des technischen Systems und des institutionellen Rahmens auf die jeweils resultierenden Verteilungseffekte haben. So zeigte sich, dass nicht nur die Verfügbarkeit von Übertragungskapazität, sondern auch die Preisdifferenzen zwischen den Staaten die Verteilungseffekte entscheidend bestimmen. Insbesondere infolge der Annahme heterogener Kraftwerksparks lassen sich in Szenario 3 zahlreiche Rahmenbedingungen identifizieren, deren Änderung den Dispatch in den betrachteten Staaten und somit auch die dortigen Großhandelspreise beeinflussen können: Beispielsweise können veränderte relative Preise der Energieträger untereinander zu einem „fuel-switch“⁵⁸ führen, was bei heterogenen Kraftwerksparks leicht einen grundlegenden Richtungswechsel der kommerziellen Stromflüsse zur Folge hat. Aber auch sonstige, unerwartet abweichende Umweltbedingungen, wie z. B. dauerhaft sehr hohe Temperaturen und geringe

⁵⁸ Bei einem „fuel-switch“ verändert sich die relative Position einer Erzeugungstechnologie innerhalb der Merit-Order. Beispielsweise führt eine deutliche Senkung des Gaspreises (bzw. eine Erhöhung des Kohlepreises) dazu, dass Gaskraftwerke zu geringeren Grenzkosten produzieren können als Steinkohlekraftwerke und dementsprechend mehr Betriebsstunden aufweisen.

Niederschlagsmengen,⁵⁹ oder eine Anpassung des institutionellen Rahmens, die sich beispielsweise in einer Erhöhung bestehender Emissionssteuern⁶⁰ ausdrücken kann, haben das Potential, einen wesentlichen Einfluss auf die resultierenden Verteilungseffekte auszuüben.

Die oben genannten Beispiele von Faktoren, die sich auf die Verteilungseffekte einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation auswirken können, spiegeln die in Szenario 3 erheblich gestiegene Umweltunsicherheit wider. Eine Kontrahierung der Verteilungseffekte im Rahmen eines Kooperationsvertrags ist daher äußerst schwierig und oft sogar mit prohibitiv hohen Transaktionskosten verbunden, was dazu führen kann, dass davon in vielen Fällen letztlich abgesehen wird. So gestaltet sich nicht nur die Prognose der Verteilungseffekte sehr aufwendig, sondern aufgrund der Kontrahierungsprobleme sind die Staaten auch bestrebt, sich gegen mögliche opportunistische Handlungen der Vertragspartei(en) zu schützen, was sich auf die Komplexität des Vertragswerks und dessen Aushandlungsprozess niederschlägt. Beispielsweise können Staaten darauf dringen, dass für Umweltbedingungen, die wesentliche Auswirkungen auf die Verteilungswirkungen einer FEE-Kooperation haben und deren spätere Ausprägung sehr unsicher ist, Kontingenzregeln⁶¹ im Kooperationsvertrag aufgenommen werden. Neben den hier beschriebenen hohen ex-ante Transaktionskosten, wirken sich die Kontrahierungsprobleme zudem auf die ex-post Transaktionskosten aus, indem z. B. die Wahrscheinlichkeit von Nachverhandlungen tendenziell mit der Umweltunsicherheit ansteigt.

Informationskasten 1: Beeinflussung der Verteilungseffekte durch Netzbewirtschaftungs- oder Netzausbaumaßnahmen

Zuvor wurde gezeigt, dass insbesondere bei häufig auftretenden Engpässen an den Grenzkuppelstellen mit einem grenzüberschreitenden FEE-Zubau umfangreiche Verteilungseffekte einhergehen können. Aufgrund der beschriebenen Kontrahierungsprobleme sind diese Verteilungseffekte eine wesentliche Ursache hoher Transaktionskosten im Kontext von FEE-Kooperationen. Aus diesem Grund wird mitunter vorgeschlagen, durch eine veränderte Bewirtschaftung oder einen Ausbau des Netzes die Verteilungseffekte einer FEE-Kooperation derart zu beeinflussen (bzw. vor allem zu reduzieren), dass dies zu einer Senkung der Transaktionskosten führt. Folgende Konstellationen sind diesbezüglich grundsätzlich denkbar:

⁵⁹ Geringe Niederschlagsmengen reduzieren unmittelbar die Möglichkeiten zur Stromerzeugung in Wasserkraftwerken. Niedrige Wasserstände in Flüssen, aber auch hohe Wassertemperaturen reduzieren die Kühlmöglichkeiten von thermischen Kraftwerken und beeinträchtigen somit deren Betrieb. Im Kontext heterogener Kraftwerksparks können diese sowie eine Vielzahl weiterer Umweltänderungen Auswirkungen auf den Dispatch haben.

⁶⁰ Hinsichtlich eventuell existierender Instrumente zur Bepreisung von Treibhausgasemissionen wurden in diesem vereinfachten Modell keine expliziten Annahmen getroffen. Der oben dargestellte Effekt auf den Dispatch stellt sich aber zum Beispiel auch bei der Verknappung verfügbarer Emissionszertifikate in einem ggf. bestehenden Zertifikatesystem ein.

⁶¹ Derartige Regeln finden nur im Fall des Eintritts zuvor definierter Situationen (Kontingenzen) Anwendung. Zum Beispiel könnten abhängig von der Engpasssituation an den Grenzkuppelstellen verschiedene von den Vertragspartnern entsprechend zu leistende Kompensationszahlungen definiert werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die oben beschriebenen Probleme ebenfalls bei Kontingenzregeln existieren: Auch Kontingenzregeln sind stets unvollständig und zudem ist eine hohe Beschreib- und Messbarkeit der Kontingenzen erforderlich.

- Zum einen könnte man erwägen, vorhandene Interkonnektorenkapazitäten für den durch grenzüberschreitend zugebaute FEE-Anlagen erzeugten Strom zu „reservieren“, damit der Einfluss dieser Anlagen auf den Dispatch identisch mit einer Situation ist, in der sich die Anlagen in Staat A befinden. Dies ist jedoch mit vielfältigen Problemen bzw. Nachteilen verbunden.
So kann die „Reservierung“ der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität dadurch erfolgen, dass (abhängig von der im Rahmen der FEE-Kooperation installierten Erzeugungsleistung) ein Teil der Interkonnektorenkapazität physisch zurückgehalten wird. Damit ginge aber auch der gewichtige Nachteil einher, dass die bestehende Übertragungskapazität zwischen den Staaten A und B in Situationen, in denen die FEE-Anlagen nicht oder nur in geringem Ausmaß Strom produzieren, nicht optimal ausgenutzt wird, was sich wiederum negativ auf die staatenübergreifenden Produktionskosten auswirkt.
Stattdessen wird teilweise auch angenommen, eine „Reservierung“ der Interkonnektorenkapazität sei durch eine Reallokation verschiedener Rechte zur Kapazitätsnutzung bzw. zur Aneignung der Engpassrente, sogenannter „physical transmission rights“ (PTRs) bzw. „financial transmission rights“ (FTRs), zu erreichen. Hierbei ist jedoch die konkrete Ausgestaltung des institutionellen Rahmens zu beachten. Zum einen stehen diese Rechte gegebenenfalls bei Nichtverwendung (gemäß der Prinzipien „use it or lose it“ (UIOLI) bzw. „use it or sell it“ (UIOSI)) anderen Marktparteien zur Verfügung, sodass in diesem Fall ein Zurückhalten der Übertragungskapazität nicht möglich wäre. Zum anderen wäre eine Nominierung der Kapazität gegen die Richtung des kommerziellen Stromflusses im Rahmen einer impliziten Auktion der Interkonnektorenkapazität wirkungslos, da entgegengesetzte Stromflüsse in diesem Fall einander ausgleichen („netting“). Somit hat eine veränderte Zuteilung von PTRs bzw. FTRs letztendlich keine Auswirkungen auf den Dispatch der Staaten A und B, sondern führt lediglich zu einer Umverteilung der Engpassrente zwischen den beteiligten Akteuren.
- Zum anderen könnte man beabsichtigen, die vorhandene grenzüberschreitende Übertragungskapazität durch einen Bau neuer Leitungen bzw. eine Verstärkung des existierenden Netzes zu erhöhen. Dadurch könnten gegebenenfalls Kapazitätsengpässe an den Grenzkuppelstellen und somit auch die Situationen, in denen ein grenzüberschreitender FEE-Zubau den Dispatch beeinflusst, reduziert werden.⁶² Diesbezüglich sind zwei Optionen zu betrachten:
Erstens kann eine Stichleitung von den im Staat B zugebauten FEE-Anlagen in den Nachbarstaat A errichtet werden. Die FEE-Anlagen werden in diesem Fall ausschließlich über die Stichleitung an das Netz in Staat A angeschlossen, sodass sie aus einer systemischen Perspektive als Elemente des Elektrizitätsversorgungssystems von Staat A anzusehen sind. Diese Variante bringt einerseits den Vorteil mit sich, dass lediglich die lokalen Verteilungseffekte des grenzüberschreitenden FEE-Zubaus zu beachten sind. Andererseits existiert erneut das Problem, dass die (in diesem Fall neu geschaffene) Übertragungskapazität ineffizient genutzt wird, sobald die FEE-Anlagen nicht umfangreich produzieren. Ferner ist eine Stichleitung nur bei entsprechender Nähe der FEE-Anlagen zu Staat A sinnvoll umsetzbar, was aufgrund der Knappheit grenznaher, verfügbarer Standorte mit hohem Dargebot grundsätzliche Fragen hinsichtlich der Anwendbarkeit aufwirft.
Zweitens kann eine Anbindung der grenzüberschreitend zugebauten FEE-Anlagen an das Netz im Standortstaat B einhergehend mit einer generellen Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen

⁶² Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten, bezieht sich diese Aussage auf den Vergleich mit der Referenzsituation, in der der FEE-Zubau in Staat A erfolgt.

Staat A und B erfolgen. Dies würde zwar einerseits die Prognose der Verteilungseffekte der FEE-Kooperation selbst erleichtern. Andererseits haben die Netzausbaumaßnahmen jedoch in der Regel auch weitreichende Auswirkungen auf den Dispatch anderer Erzeugungsanlagen sowie den Strommengenaustausch. Da sich hieraus ebenfalls umfangreiche Verteilungswirkungen ergeben, ist eine pauschale Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität alleine zur Senkung von Transaktionskosten und Lösung von Kontrahierungsproblemen bei FEE-Kooperationen als fragwürdig einzustufen.⁶³

ERGÄNZUNG EINER GRENZÜBERSCHREITENDEN KOOPERATION DURCH VERTRAGLICHE VEREINBARUNGEN MIT STAAT C

Bezieht man nun den bisher unbeteiligten Staat C in die Analyse ein und berücksichtigt dessen Einfluss auf die Effekte der FEE-Kooperation, wird die hohe Umweltunsicherheit abermals deutlich. So können sich zusätzlich zu den oben genannten Beispielen auch die Handlungen dritter Staaten (in diesem Fall von Staat C) wesentlich auf die resultierenden Verteilungswirkungen einer FEE-Kooperation auswirken. Vor allem kann dies in Konstellationen der Fall sein, in denen umfangreiche technische sowie institutionelle Verbindungen zwischen den Staaten A, B und C existieren. Unabhängig davon, ob Staat C beabsichtigt, bestehende Einflussmöglichkeiten opportunistisch zu nutzen, kann die Umweltunsicherheit gegebenenfalls durch einen parallel existierenden Vertrag zwischen den kooperierenden Staaten und Staat C reduziert werden. So könnten darin z. B. Bestimmungen zum Verhalten von Staat C sowie zum Umgang mit Verteilungswirkungen aufgenommen werden. Mit dem Einbezug eines dritten Staates sind jedoch auch negative Effekte verbunden, sodass der Trade-off zwischen den Nutzen und Kosten einer solchen Maßnahme jeweils kritisch zu überprüfen ist. Erstens erhöhen sich mit der Teilnehmerzahl einer Kooperation oft auch die Komplexität des resultierenden Vertragswerks sowie die Dauer der Verhandlungen. Zweitens ist auch bei Staat C ex ante schwer einzuschätzen, inwiefern sich dieser an die Vereinbarungen hält, sodass sich die Unsicherheit durch eine Ausdehnung der Kooperation häufig nur teilweise reduzieren lässt.⁶⁴ Drittens wird es gegebenenfalls notwendig sein (bzw. sofern dies nicht zwangsläufig aufgrund der technischen und institutionellen Verbindungen geschieht), Staat C an verschiedenen Vorteilen der FEE-Kooperation zu beteiligen, sodass dieser die damit einhergehenden Einschränkungen seines Handlungsspielraums akzeptiert.

2.1.4.3 Zusätzliche Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

Bei der Darstellung der Produktionskosteneffekte in Szenario 3 (siehe Abschnitt 2.1.4.2.1) wurden die Grenzkosten der durch den FEE-Ausbau verdrängten Kraftwerke in Staat B in Relation zu den Grenzkosten jener Erzeugungskapazitäten in Staat A gesetzt, die bei einem nationalen FEE-Zubau verdrängt würden. Auch die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die staatenübergreifenden CO₂-Emissionen lassen sich mithilfe eines ähnlichen Vergleichs aufzeigen. Während allerdings zuvor die Grenzkosten die zu vergleichende Eigenschaft der Kraftwerksparks in Staat A und B darstellten,

⁶³ Vgl. WEBER ET AL. (2014, S. 54 f.).

⁶⁴ Vgl. ebenda (S. 57 f.).

bestimmen in diesem Fall die unterschiedlichen CO₂-Intensitäten der Erzeugung die Erreichung des Dekarbonisierungsziels.

Führt ein grenzüberschreitender FEE-Zubau in Szenario 3 beispielsweise dazu, dass in Staat B Kraftwerke verdrängt werden, die wesentlich emissionsintensiver sind als die in Staat A produzierenden Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten, wirkt sich eine FEE-Kooperation positiv auf das Dekarbonisierungsziel aus. In Abbildung 5 ist der entgegengesetzte Fall illustriert: In diesem grafischen Beispiel verdrängen die grenzüberschreitend zugebauten FEE-Anlagen Erzeugungskapazitäten mit relativ geringen CO₂-Emissionen, was dazu führt, dass besonders klimaschädliche Kraftwerke in Staat A mehr Volllaststunden aufweisen als dies bei einem nationalen FEE-Zubau der Fall gewesen wäre. Somit bestimmt die technologische Zusammensetzung der Kraftwerksparks in Staat A und B, inwiefern eine FEE-Kooperation die Erreichung des Dekarbonisierungsziels unterstützt oder diesem Ziel entgegenläuft.

2.1.4.4 Zusammenfassung des dritten Szenarios

Im dritten Szenario wurden Engpasssituationen zwischen Staaten mit unterschiedlichen Kraftwerksparks betrachtet. Unter diesen Annahmen ließen sich sowohl hinsichtlich der Erreichung des *Kosteneffizienzziels* als auch des *Dekarbonisierungsziels* weitere Effekte identifizieren, die zusätzlich zu den in den Szenarien 1 und 2 bereits dargestellten Auswirkungen zu berücksichtigen sind:

- Sowohl die Relation der Grenzkosten der verschiedenen nationalen Kraftwerksparks als auch die variierenden Systemintegrationskosten können weitere Auswirkungen auf die *Produktionskosten* haben.

Des Weiteren wurden die zahlreichen mit einer FEE-Kooperation einhergehenden Verteilungseffekte sowie die in diesem Kontext bestehende hohe Umweltunsicherheit deutlich. Daraus ergebenden sich umfangreiche Kontrahierungsprobleme, die zu einer erheblichen Steigerung der *Transaktionskosten* führen können. So nehmen beispielsweise die Komplexität der Kooperationsverhandlungen sowie der Vertragsausgestaltung deutlich zu. Sofern die Handlungen eines dritten Staates wesentlichen Einfluss auf die Effekte einer FEE-Kooperation haben, kann unter Umständen auch ein kooperationsbegleitender Vertrag mit diesem Staat dazu beitragen, die Unsicherheit zu reduzieren.

- Die Auswirkungen auf das *Dekarbonisierungsziel* werden in Szenario 3 maßgeblich von den Kraftwerksparks der Staaten A und B bestimmt. So ist es – vereinfachend betrachtet – in Hinblick auf den Klimaschutz besonders vorteilhaft, die FEE-Anlagen in dem Staat zu errichten, wo die verdrängten Erzeugungskapazitäten auch durchschnittlich die größten CO₂-Emissionen aufweisen.

2.1.5 Zwischenfazit

Die vorangegangenen, von Szenario zu Szenario sukzessive erweiterten Analysen im schematischen Modell haben gezeigt, dass grenzüberschreitende FEE-Kooperationen auch bei eindeutig gegebenen Produktionskostenvorteilen nicht zwangsläufig vorteilhaft sein müssen. Vielmehr sind die Effekte auf die gesetzten energie- bzw. umweltpolitischen Ziele im Einzelfall zu untersuchen.

Während einem grenzüberschreitenden FEE-Ausbau häufig pauschal positive Auswirkungen auf die Kosteneffizienz unterstellt werden, wurde im Zuge der Analyse deutlich, dass Produktionskostensenkungen in der Regel Transaktionskostensteigerungen gegenüberstehen, sodass der Nettoeffekt einer FEE-Kooperation auf die Kosteneffizienz unsicher ist. Eine Senkung der Produktionskosten resultiert in vielen Fällen aus der höheren Dargebotsverfügbarkeit ausländischer Standorte. Jedoch existieren auch weitere Effekte auf die Produktionskosten, die sowohl kostensenkend als auch -erhöhend wirken können und somit ebenfalls zu berücksichtigen sind. Dies gilt beispielsweise für Ausgleichseffekte hinsichtlich der zeitlichen Dargebotsverfügbarkeit oder Effekte aufgrund unterschiedlicher Grenzkosten der nationalen Kraftwerksparks. Mit einer grenzüberschreitenden Kooperation geht im Regelfall auch eine Steigerung der Transaktionskosten einher, die von der Ausprägung der zuvor identifizierten Einflussfaktoren abhängt. Insbesondere bei umfangreichen und schlecht kontrahierbaren Verteilungseffekten (infolge geringer Übertragungskapazitäten und hoher Umweltunsicherheit) sowie großer Unsicherheit hinsichtlich des Verhaltens des Kooperationspartners können die mit einer FEE-Kooperation verbundenen Transaktionskosten erhebliche Ausmaße annehmen. Unter solchen Voraussetzungen ist es dann durchaus möglich, dass die Produktionskostensenkung durch die Transaktionskostensteigerung überkompensiert wird. Dies stellt einen möglichen Erklärungsansatz für den empirischen Befund dar, dass trotz einer sehr heterogenen Dargebotsverfügbarkeit zwischen den Mitgliedstaaten, kaum grenzüberschreitende Kooperationen in der Europäischen Union zu beobachten sind.

Auch hinsichtlich der Wirkung einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation auf den staatenübergreifenden CO₂-Ausstoß kann nicht per se von positiven Effekten ausgegangen werden. So wurde im Zuge der Analyse deutlich, dass es aus Sicht des Klimaschutzes keinesfalls unerheblich ist, in welchen Staaten die FEE-Anlagen errichtet werden, sofern von zeitweise bestehenden Engpässen zwischen den Staaten auszugehen ist. Vor allem wenn FEE-Anlagen in Staaten errichtet werden, die aufgrund ihres hohen Dargebots und/oder früherer energiepolitischer Entscheidungen über zahlreiche emissionsarme Erzeugungstechnologien verfügen und deren Exportkapazitäten zu vielen Stunden des Jahres ausgelastet sind, ist damit zu rechnen, dass die grenzüberschreitend zugebauten FEE-Anlagen jene emissionsarmen Kraftwerke verdrängen und letztlich weit geringer zu einer Reduktion der staatenübergreifenden Emissionen beitragen als dies bei einem nationalen FEE-Ausbau der Fall gewesen wäre.

2.2 Ergänzende Betrachtungen

Nachdem bisher die grundlegenden, für das nationale Zielsystem relevanten Wirkungszusammenhänge im Kontext grenzüberschreitender FEE-Kooperationen dargestellt wurden, werden nun zwei ausgewählte Aspekte vertieft betrachtet. Der erste Abschnitt beschreibt die Verteilungswirkungen, die mit einem Weiterbetrieb der FEE-Anlagen nach Auslaufen des Förder- bzw. Vertragszeitraums einhergehen. Im zweiten Abschnitt werden kurz die Auswirkungen von supranationalen Institutionen auf die Kosteneffizienz grenzüberschreitender FEE-Kooperationen thematisiert. Der Einfachheit halber greifen beide Abschnitte weiterhin auf das abstrakte Modell der Staaten A, B und C zurück.

2.2.1 Betrieb der im Rahmen einer Kooperation zugebauten FEE-Anlagen nach Ende des Förderzeitraumes

Im schematischen Modell wurde zuvor lediglich ein einzelner, in sich geschlossener Investitions- und Refinanzierungszyklus für die grenzüberschreitend errichteten FEE-Anlagen unterstellt. Diese vereinfachende Annahme wird nun aufgegeben, da sich in der Realität nach Ende eines Förderzeitraums Fragen hinsichtlich eines Weiterbetriebs der FEE-Anlagen oder eventueller Ersatzinvestitionen stellen.

Sofern der Förderzeitraum im Rahmen einer FEE-Kooperation begrenzt wird, kann ein Fall eintreten, in dem die Lebensdauer der grenzüberschreitend zugebauten Anlagen diesen Zeitraum übersteigt. In einem solchen Fall verfügen die FEE-Anlagen zum Ende des Förderzeitraums über einen Restwert, der sich aus der Möglichkeit ergibt, weiterhin Strom zu erzeugen. Die Höhe des Restwerts bestimmt, inwiefern ein Weiterbetrieb sinnvoll ist oder ob ein "Repowering", also eine Reinvestition am Anlagenstandort, aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive vorteilhafter ist.⁶⁵ Da bei FEE-Anlagen Förderzeiträume von 10 bis knapp über 20 Jahren die Regel sind, wird sich der Restwert einer FEE-Anlage ex ante, also zu Beginn des Vertragszeitraums, nur sehr ungenau prognostizieren lassen. Zu viele Faktoren beeinflussen ihn: Erstens wird die nach dem Förderzeitraum erzeugte Strommenge (bzw. die Kosten eines Weiterbetriebs der FEE-Anlage) maßgeblich durch den dann vorliegenden Zustand der einzelnen Anlagenbestandteile bestimmt. Zweitens hängt der Wert der erzeugten Strommenge aus Sicht des Elektrizitätsversorgungssystems unter anderem von der Entwicklung des technischen Systems sowie der Nachfrage ab.

Der Umstand, dass sich der Anlagenrestwert ex ante kaum verlässlich prognostizieren lässt, ist insbesondere aufgrund der Verteilungseffekte, die damit einhergehen können, von hoher Relevanz. Abhängig von der Ausgestaltung der für einen Anlagenweiterbetrieb relevanten Verträge profitieren unterschiedliche Akteure vom Restwert der FEE-Anlagen. So kann der Anlagenbetreiber nach dem Ende des Förderzeitraums den zu Grenzkosten von knapp über 0 EUR pro MWh erzeugten Strom am Markt veräußern und Erlöse generieren, die hingegen je nach Inhalt eventuell geschlossener Pachtverträge auch zu verschiedenen Anteilen den Landeigentümern zufallen. Alternativ kann der Betrieb der FEE-Anlagen auch nach Ende des Förderzeitraums besteuert und dadurch die Rentenverteilung beeinflusst werden.⁶⁶ Dies kann von staatlicher Seite erwogen werden, um distributive Ziele zu erreichen, indem Überrenditen bei einigen Akteuren verhindert bzw. die finanziellen Belastungen für die Konsumenten reduziert werden. Da letztlich sowohl die Höhe als auch die Nutznießer der Erträge aus einem potentiellen Weiterbetrieb der FEE-Anlagen unsicher sind, resultieren weitere Kontrahierungsprobleme mit den zuvor geschilderten Auswirkungen auf die Transaktionskosten.

⁶⁵ Sofern die Erträge nach einem Repowering (aufgrund größerer erzeugter Strommengen) die Kosten des Repowerings sowie die Opportunitätskosten (entgangene Erträge aus dem Weiterbetrieb der alten, refinanzierten FEE-Anlagen) übersteigen, ist ein Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive nicht sinnvoll.

⁶⁶ Hierbei ist jedoch zu beachten, dass diese Option in erster Linie für den Standortstaat B besteht (siehe nächster Absatz).

Bei der angestrebten Zusammenarbeit mit Staat B zum FEE-Zubau ist aus Sicht der Vertragspartner (insbesondere Staat A) zu berücksichtigen, dass sich die im Rahmen der Kooperation errichteten FEE-Anlagen auf dem Staatsgebiet von B befinden und insofern der eigene regulatorische Einfluss auf die Anlagen bzw. deren Standort sehr stark eingeschränkt ist. Dies betrifft neben eventuellen Repowering- bzw. Rückbauteilsentscheidungen vor allem die Möglichkeit, bei privaten Akteuren anfallende Renten zu eigenen Gunsten umzuverteilen. Eine Option, die Staat B hingegen unilateral ergreifen kann. So könnten die Konsumenten in Staat B von einer Besteuerung der Erträge der FEE-Anlagen nach dem Förderzeitraum profitieren, obwohl die Anlagen (im hier betrachteten Fall) ursprünglich von den Konsumenten in Staat A finanziert wurden.

2.2.2 Supranationale Institutionen und deren Auswirkungen auf die Kosteneffizienz

Auf nationaler Ebene gestaltet sich die Durchsetzung von Verträgen in der Regel leichter als bei intergouvernementalen Vereinbarungen, da die Vertragspartner auf etablierte staatliche Judikativ- bzw. Exekutivorgane zurückgreifen können. Auf internationaler Ebene sind derartige Organe nur teilweise vorhanden oder haben oft begrenzte Kompetenzen. Die daraus resultierende Unsicherheit, vertragliche Ansprüche letztendlich auch durchsetzen zu können, kann somit im Rahmen zwischenstaatlicher Zusammenarbeit transaktionskostensteigernd wirken. Vor diesem Hintergrund kann die Etablierung von neuen bzw. der Rückgriff auf bestehende Gerichtsbarkeiten bei FEE-Kooperationen sinnvoll sein. Diese können entweder auf supranationaler Ebene (in Form eines supranationalen Gerichtshofs) verortet sein oder anderweitigen zwischenstaatlichen Charakter haben (z. B. in Form von Schiedsgerichten⁶⁷). Indem sie als unabhängige Akteure helfen, „Pattsituationen“ im bi- oder multilateralen Monopol (beispielsweise bei der Interpretation von Regeln) aufzulösen und daraus folgende Ansprüche auch durchzusetzen, können diese Organe zu einer Transaktionskostensenkung beitragen. Durch diese Funktion wirken sie den leichter erkennbaren Formen opportunistischen Verhaltens, wie beispielsweise dem offensichtlichen Vertragsbruch, entgegen. Die in Abschnitt 2.1 dargestellten Probleme infolge unvollständiger Verträge können derartige Organe jedoch nicht vollständig auflösen.

Darüber hinaus können von supranationalen Legislativorganen geschaffene Institutionen die Effekte grenzüberschreitender FEE-Kooperationen auf die Kosteneffizienz beeinflussen.⁶⁸ Supranationale Regeln lassen sich anhand zahlreicher Charakteristika unterscheiden. So können sie sich entweder auf den gesamten Energiesektor beziehen oder spezifisch für FEE-Kooperationen gelten. Weiterhin können diese Institutionen klar und eindeutig ausgestaltet sein oder sie sind durch supranationale Akteure im Rahmen von Prüfungen zu interpretieren, sodass in diesem Fall gewisse Spielräume für die ausführenden Organe bestehen. Auch der Bindungsgrad supranationaler Regeln kann variieren, indem erstens einige Regeln direkt bindend sind, zweitens von anderen Regeln unter verschiedenen Bedingungen abgewichen werden kann oder drittens wieder Andere lediglich Empfehlungen darstellen

⁶⁷ Vgl. beispielsweise die Ausführungen zum EnCV in Abschnitt 3.3 sowie im Anhang.

⁶⁸ Supranationale Regeln können sowohl transaktionskostensenkend als auch –erhöhend wirken. An dieser Stelle findet sinnvollerweise eine Fokussierung auf transaktionskostensenkende Regeln statt.

und deshalb keinerlei Verbindlichkeit besitzen. Im Folgenden wird von bindenden, klaren (bzw. nicht zu interpretierenden), supranationalen Regeln ausgegangen. Ferner wird angenommen, dass die supranationale Ebene jeweils die notwendigen Kompetenzen besitzt, um die im Folgenden diskutierten Vorgaben zu machen.

Supranationale Institutionen können die mit einer FEE-Kooperation einhergehenden Verteilungswirkungen direkt beeinflussen und den Verhandlungsspielraum der Kooperationspartner zur Aufteilung von Renten deutlich reduzieren. Beispielsweise könnte die Aufteilung der Kosten eines FEE-Zubaus oder die Kompensationen für in diesem Rahmen entstehende externe Effekte auf supranationaler Ebene verbindlich geregelt werden. Dies kann in vielen Fällen zu einer deutlichen Verkürzung dezentraler Verhandlungen führen und somit transaktionskostensenkend wirken. Zudem werden durch supranationale Regeln vielfach Standards etabliert, die ihrerseits direkt zu einer Reduktion der Transaktionskosten beitragen. Beispiele hierfür sind eine standardisierte Methodik zur Ermittlung einzelner Verteilungseffekte oder auch einheitlichere Anforderungen an Investoren bzw. Anlagenbetreiber zwischen den verschiedenen Standortstaaten.

Bindende, klare Regeln auf supranationaler Ebene wirken jedoch keinesfalls per se kostensenkend. Sie schränken die Flexibilität der kooperierenden Staaten ein und können so gegebenenfalls bilateral verhandelten und auf den Einzelfall zugeschnittenen Vertragsklauseln entgegenstehen bzw. diese untersagen. Dies kann im schlimmsten Fall die Etablierung einer prinzipiell vorteilhaften FEE-Kooperation verhindern, da sich diese infolge der supranational festgeschriebenen Aufteilungsregeln für einen der beteiligten Staaten nicht mehr lohnt und dieser der grenzüberschreitenden Kooperation nicht zustimmt.

Mitunter wird davon ausgegangen, dass sich mithilfe supranationaler Regeln, die die Staaten zur grenzüberschreitenden Zusammenarbeit verpflichten, positive Auswirkungen auf die Kosteneffizienz „verordnen“ ließen. Diesbezüglich wird jedoch häufig übersehen, dass mit der Zentralisierung der Kooperationsentscheidung weitere transaktionskostensteigernde Effekte verbunden sein können, da sowohl zwischen den Staaten divergierende Präferenzen (z. B. hinsichtlich Erzeugungstechnologien) als auch nationale Verteilungswirkungen nur unvollständig berücksichtigt werden. Dies kann zu Abwehrverhalten bzw. Ausweichreaktionen seitens der Nationalstaaten führen. So werden einige Staaten versuchen, die supranationalen Regeln zu verhindern oder zu beeinflussen, womit (abhängig von den konkreten Entscheidungsregeln im politischen Prozess auf supranationaler Ebene) hohe Durchsetzungskosten verbunden sein können. Darüber hinaus können die Staaten bei ihnen verbliebene Kompetenzen nutzen, um supranationale Vorgaben zu „umgehen“ und so negative Verteilungseffekte zu reduzieren.⁶⁹

⁶⁹ Beispielsweise kann ein Staat durch eine adäquate Ausgestaltung des Raumordnungsrechts die Errichtung von neuen Systemelementen auf eigenem Staatsgebiet (und somit ggf. auch unerwünschte Effekte supranationaler Regeln) verhindern bzw. abschwächen.

2.3 Abschließende Einordnung der im Rahmen der abstrakten Analyse getroffenen Annahmen

In der zuvor erfolgten abstrakten Analyse wurden bestimmte Annahmen hinsichtlich der grundlegenden Bereitstellungsentscheidung der FEE-Anlagen sowie deren Refinanzierung getroffen. Dieser kurze Abschnitt stellt alternative Ausgestaltungen dar und zeigt an einigen Stellen auf, welche Konsequenzen mit diesen Alternativen verbunden sein können.

Im Rahmen der abstrakten Analyse fällt Staat A weitestgehend die *Bereitstellungsentscheidung*. Konkret bedeutet dies, dass Staat A die zusätzlich zu erzeugende Menge an FEE-Strom festlegte. Die Wahl des Standortes (also die Entscheidung in welchem Staat und an welchen Standorten innerhalb dieses Staates zugebaut wird) wurde jedoch durch Investoren vorgenommen.⁷⁰ Da sich die Investoren in diesem Fall ausschließlich am Dargebot orientierten, welches annahmegemäß in Staat B am höchsten war, resultierte aus der Kooperationsentscheidung ein Zubau an den in Staat B verfügbaren Standorten mit dem höchsten Dargebot. Grundsätzlich können diese Entscheidungen aber auf verschiedenen Wegen getroffen werden: Die Bestimmung der zu erzeugenden Mengen an FEE-Strom bzw. der zu erreichenden FEE-Ziele kann zentral auf supranationaler Ebene übergreifend für alle beteiligten Staaten oder dezentral, also durch die Nationalstaaten selbst erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass im Fall einer gemeinsamen Zielerreichung aber variierender intrinsischer Motivation der Staaten gegebenenfalls Trittbrettfahreffekte zu beobachten sind. Die Auswahl der Standortstaaten für die FEE-Anlagen sowie die konkrete Standortwahl innerhalb dieser kann ebenfalls auf supranationaler⁷¹ oder nationaler Ebene vorgenommen werden. Alternativ kann diese Entscheidung aber auch durch Investoren erfolgen, die die Wahl des Anlagenstandortes an den geografischen bzw. meteorologischen Gegebenheiten sowie am geltenden Regelrahmen ausrichten, welcher wiederum auf supranationaler und nationaler Ebene ausgestaltet wird. Da die Standortwahl der Investoren somit von zahlreichen Faktoren abhängt, lässt sie sich nur ungenau von Dritten antizipieren bzw. durch diese steuern.⁷² Weiterhin werden die Standortentscheidungen von Investoren aus individualwirtschaftlicher Perspektive getroffen und müssen folglich nicht zwangsläufig auch aus Systemsicht vorteilhaft sein. Aus diesen Gründen weist die Übertragung der Standortwahl an Investoren insbesondere dann Vorteile auf, wenn diese über einen erheblich besseren Wissensstand verfügen als Akteure auf zentraler Ebene. Darüber hinaus ist es beispielsweise auch möglich, dass die Aufteilung der FEE-Anlagen auf die verschiedenen Staaten auf zentraler Ebene entschieden wird,

⁷⁰ Vgl. Abschnitt 2.1.1.

⁷¹ Eine Beeinflussung der Standortwahl durch supranationale Akteure kann beispielsweise im Herunterbrechen eines übergreifenden FEE-Ziels auf die Nationalstaaten und somit der Setzung national zu erfüllender FEE-Ziele bestehen.

⁷² Die Standortwahl wird von derart vielen Ausgestaltungsdetails des institutionellen Systems beeinflusst, dass sich auf zentraler Ebene nur sehr unvollständig einschätzen lässt, wie deren (Wechsel-)Wirkungen ausfallen. So spielen bei grenzüberschreitenden FEE-Investitionen zusätzlich zum Refinanzierungssystem unter anderem auch noch die Flächenverfügbarkeit bzw. die Flächenausweisung im Rahmen der Raumordnung sowie nationale oder lokale Unterschiede hinsichtlich der steuerlichen Behandlung der Anlagen eine Rolle.

während die Wahl des konkreten Anlagenstandortes, welche in hohem Ausmaß lokales Wissen erfordert, durch Investoren verläuft.⁷³

In der vorliegenden Analyse wurde angenommen, dass die *Refinanzierung* der FEE-Anlagen mithilfe einer von Staat A gewährten Einspeisevergütung erfolgt. Im Zuge einer bilateralen Kooperation kann die Refinanzierung jedoch auch abweichend ausgestaltet werden: Erstens müssen die zugebauten Anlagen nicht zwangsläufig durch den Refinanzierungsmechanismus des Staates A vergütet werden. Sofern der FEE-Zubau (z. B. aufgrund des hohen Dargebots) vollständig in Staat B erfolgen soll, kann Staat A mit diesem Staat auch einen Vertrag über den Zubau einer gewissen Menge an FEE-Anlagen schließen und in diesem Zusammenhang eine pauschale Zahlung leisten. In einem solchen Fall würde die Bereitstellung und Refinanzierung der FEE-Anlagen dann Staat B obliegen. Zweitens kann anstatt einer Einspeisevergütung auch ein alternativer Refinanzierungsmechanismus, beispielsweise eine „gleitende“ oder „fixe“ Marktprämie,⁷⁴ gewählt werden. Ein anderer Refinanzierungsmechanismus kann sowohl Auswirkungen auf die Standortwahl seitens der Investoren als auch auf die Rentenverteilung haben. Der Effekt auf die Standortwahl lässt sich anhand eines Vergleichs einer Einspeisevergütung mit einer fixen Marktprämie verdeutlichen. Während der Anlagenstandort bei einer Einspeisevergütung insbesondere in Abhängigkeit des Dargebots (sowie der Höhe der am Standort geltenden Einspeisevergütung) gewählt wird, hat bei einer fixen Marktprämie zusätzlich das Marktpreisniveau der entsprechenden Preiszonen einen hohen Einfluss auf die Standortentscheidung.⁷⁵ Die Auswirkungen des Refinanzierungsmechanismus auf die Verteilungseffekte wurden bereits in Abschnitt 2.1.3.2 thematisiert. Dort zeigte sich, dass die Allokation der Marktpreisrisiken einen wesentlichen Einfluss auf die Verteilungswirkungen hat. Bei einer Einspeisevergütung liegt das Marktpreisrisiko beispielsweise bei den Konsumenten, wodurch diese von hohen Preisen in Staat B profitieren, während sich niedrige Preise in B negativ auf ihre Vermögensposition auswirken. Eine fixe Marktprämie verortet das Marktpreisrisiko dagegen stärker bei den Produzenten.

Trotz der Möglichkeit, dass in der Realität sowohl die Kompetenzverteilung hinsichtlich der Bereitstellungsentscheidung als auch der Refinanzierungsmechanismus von den Annahmen der abstrakten Analyse abweichen können, bleiben die dargestellten grundlegenden Wirkungszusammenhänge auch in einem solchen Fall bestehen. Demnach sind die zuvor hergeleiteten Effekte grundsätzlich bei sämtlichen grenzüberschreitenden FEE-Ausbaumaßnahmen zu beachten.

⁷³ Zur Rolle lokalen (bzw. dezentralen) Wissens bei der Verortung des Planungsprozesses (bzw. der Verortung von Entscheidungskompetenzen) auf zentraler oder dezentraler Ebene vgl. HAYEK (1945).

⁷⁴ Bei diesem Refinanzierungsmechanismus erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Markterlösen des erzeugten FEE-Stroms eine Prämie, die entweder konstant ist (fixe Prämie) oder in Abhängigkeit des Marktpreisniveaus variiert (gleitende Prämie).

⁷⁵ Wie bereits erläutert, wird die Standortwahl zusätzlich von weiteren Ausgestaltungen des institutionellen Systems beeinflusst, von denen an dieser Stelle im Text der Einfachheit halber abstrahiert wurde.

3 Interpretation der Resultate mit Bezug zu Deutschland und der Europäischen Union

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der abstrakten Analyse vor dem Hintergrund der konkreten Situation in der Europäischen Union und in Deutschland betrachtet. Dabei werden die Ausprägungen einiger als besonders relevant identifizierter Parameter diskutiert sowie die sich daraus ergebenden Konsequenzen dargestellt. Die in der abstrakten Analyse beschriebene Situation der grenzüberschreitenden Ausgestaltung eines nationalen Fördersystems weist zahlreiche Parallelen zur aktuellen politischen Diskussion auf europäischer Ebene und ersten Initiativen seitens der Mitgliedstaaten auf.⁷⁶ Während die Refinanzierung in der abstrakten Analyse durch eine Einspeisevergütung erfolgte, setzen die Mitgliedstaaten in der Realität auf verschiedene Refinanzierungsmechanismen (insbesondere Marktprämien, Einspeisevergütungen sowie Quotensysteme). Wie zuvor dargestellt, ist dies für die Analyse von untergeordneter Bedeutung, sodass sich hieraus für die Übertragung der in Kapitel 2 dargestellten Effekte auf die Situation der Europäischen Union bzw. Deutschlands keine generellen Probleme ergeben.

3.1 Diskussion der Kosteneffekte einer FEE-Kooperation

PRODUKTIONSKOSTENEFFEKTE EINER FEE-KOOPERATION

Hinsichtlich der Auswirkungen grenzüberschreitender FEE-Kooperationen auf das Kosteneffizienzziel existieren einige quantitative Studien, die das Produktionskostensenkungspotential⁷⁷ eines europäisch koordinierten FEE-Zubaus modellieren. So untersuchte 2013 beispielsweise eine Studie von BOOZ & CO. ET AL. für die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission die Produktionskosteneffekte einer verstärkten Integration der europäischen Elektrizitätssysteme.⁷⁸ In diesem Rahmen wurde unter anderem ein Szenario gerechnet, welches bis zum Jahr 2030 einen EE-Zubau vorsieht, der sich primär am verfügbaren Dargebot in Europa und nicht an nationalen EE-Ausbauzielen orientiert. Gemäß diesem Szenario müssen 53 GW an PV-Anlagen und 92 GW an Windenergieanlagen weniger errichtet werden, um die gleiche FEE-Strommenge wie in einem Referenzszenario ohne Koordination der europäischen FEE-Investitionen zu erzeugen. Die Studie beziffert die Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren installierten Leistung auf 18,3 bis 32,7 Mrd. EUR jährlich. Nach Berücksichtigung der (durch den geografisch konzentrierten FEE-Zubau erforderlichen) Investitionen in Übertragungskapazität (2,3 Mrd. EUR) und den Flexibilisierungskosten bei konventionellen Kraftwerken (0,4 Mrd. EUR) verbleiben in der Studie Netto-Produktionskostenvorteile von 15,6 bis 30 Mrd. EUR pro Jahr bis 2030.

2010 errechnete das ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE INSTITUT AN DER UNIVERSITÄT ZU KÖLN (EWI) in einer Studie ähnlich hohe Produktionskosteneffekte eines grenzüberschreitenden FEE-Zubaus.⁷⁹ In dieser

⁷⁶ Siehe auch Kasten 3 in Abschnitt 3.4.

⁷⁷ Dieser Ausdruck bezieht sich auf die in Kapitel 2 vorgenommene Unterscheidung zwischen Produktions- und Transaktionskosten. Demnach setzen sich Produktionskosten in diesem Abschnitt unter anderem aus den Kosten des Betriebs sowie den Investitionskosten zusammen.

⁷⁸ Vgl. BOOZ & CO. ET AL. (2013).

⁷⁹ Vgl. FÜRSCHE ET AL. (2010).

Studie werden die Auswirkungen eines koordinierten europäischen FEE-Ausbaus auf die Produktionskosten durch den Vergleich von zwei unterschiedlichen Refinanzierungsmechanismen ermittelt. Einerseits wird ein Szenario gerechnet, in dem die Refinanzierung des EE-Zubaus in der EU durch 27 eigenständige, nationale Quotensysteme auf Basis der für die jeweiligen Staaten geltenden EE-Ziele erfolgt. Andererseits wird in einem weiteren Szenario die Existenz eines übergreifenden europäischen Quotensystems angenommen, sodass der Zubau bis zur Erfüllung des gesamteuropäischen EE-Ziels in Abhängigkeit des Dargebots erfolgt.⁸⁰ Die auf dieser Basis errechneten Koordinationsvorteile belaufen sich auf 118 Mrd. EUR kumulierter Produktionskosteneinsparungen für den Zeitraum 2008 bis 2020.

Die Autoren weisen zur Einordnung dieser relativ hohen Produktionskosteneffekte darauf hin, dass die errechneten Flexibilitätskosten unter anderem aufgrund der Abstrahierung von innerstaatlichen Netzengpässen (und dem dadurch notwendigen nationalen Netzausbau) systematisch unterschätzt werden.⁸¹ Mindestens ebenso entscheidend für den Umfang der errechneten Produktionskostensenkungen dürften die in dieser Studie vergleichsweise hoch angesetzten Investitionskosten von FEE-Anlagen sein. So liegen beispielsweise die angenommenen Investitionskosten von PV-Anlagen mit mehr als 4000 EUR/kW (und Modulkosten von rund 3 EUR/Wp) über den damals marktüblichen Werten für Deutschland.⁸² Der sich dadurch ergebende Effekt auf die ermittelten Produktionskostensparnisse wird durch den Vergleich mit zwei von den gleichen Autoren im Jahr 2014 veröffentlichten Artikeln deutlich.⁸³ Das bei UNTEUTSCH / LINDENBERGER (2014) beschriebene Modell basiert methodisch auf der 2010 veröffentlichten Studie des EWI, bildet jedoch im Gegensatz dazu die Jahre 2021 bis 2030 ab. Für diesen Zeitraum errechnen die Autoren nun lediglich einen kumulierten Kooperationsgewinn von 54 bzw. 57 Mrd. EUR.⁸⁴ Ursächlich dafür ist unter anderem, dass die zugrunde liegenden Investitionskosten gegenüber FÜRSCH ET AL. (2010) deutlich reduziert wurden (beispielsweise für

⁸⁰ In dieser Studie werden darüber hinaus weitere Szenarien gerechnet, was jedoch keinen Vergleich der verschiedenen Refinanzierungssysteme beinhaltet. Bei Quoten- bzw. Zertifikatesystemen soll die Standortwahl durch Investoren derart erfolgen, dass die EE-Anlagen (hinsichtlich der Produktionskosteneffizienz) an den Standorten mit der höchsten Eignung errichtet werden. Dies erleichtert die Modellierung des Anlagenzubaus und ist ein Grund für die häufige Verwendung von Quotensystemen in quantitativen Studien. Da die Nachteile, die mit Quotensystemen in der Realität häufig einhergehen (hohe Risikokosten, geringe Lernkurveneffekte „teurer“ Technologien etc.), in diesen Modellen in der Regel nicht abgebildet werden, ist jedoch zu berücksichtigen, dass die so gewonnenen Ergebnisse keine Aussage hinsichtlich der Effizienz der verschiedenen Refinanzierungssysteme treffen (bzw. zulassen).

⁸¹ Vgl. FÜRSCH ET AL. (2010, S. 104).

⁸² Vgl. ebenda (S. 69). Zwar trifft dieser Punkt prinzipiell auf mehrere Studien (u. a. auch auf die zuvor beschriebene Studie; vgl. BOOZ & CO. ET AL. (2013, S. 122)) zu, jedoch tritt er in diesem Fall besonders deutlich zu Tage. So wurden auch für einige konventionelle Kraftwerke deutlich zu niedrige Investitionskosten angesetzt. Ein Beispiel dafür sind die angenommenen Investitionskosten von 2200 EUR/kW für Kernkraftwerke (vgl. FÜRSCH ET AL. (2010, S. 50)). Zur Höhe der Investitionskosten von Kernkraftwerken vgl. GRUBLER (2010), RANGEL / LÉVÊQUE (2012) sowie HIRSCHHAUSEN ET AL. (2013, S. 6 ff.).

⁸³ Vgl. UNTEUTSCH / LINDENBERGER (2014) sowie UNTEUTSCH (2014a).

⁸⁴ In einem weniger realistischen Szenario, welches vorsieht, dass alle Staaten unabhängig von ihrer wirtschaftlichen Situation und dem vorhandenen Dargebot bei der Stromerzeugung einen EE-Anteil von mindestens 55% erreichen müssen, beträgt der gesamte Kooperationsgewinn des Zeitraums 2021 bis 2030 73 Mrd. EUR.

PV-Anlagen um über 60%).⁸⁵ Somit fallen die Produktionskostensenkungen aufgrund der bei grenzüberschreitendem FEE-Zubau „eingesparten“ Erzeugungsleistung entsprechend niedriger aus. Diesen Effekt verdeutlicht außerdem eine im Rahmen der Studie vorgenommene Sensitivitätsrechnung, bei der die Investitionskosten von PV-Anlagen um 10% reduziert wurden, was eine Verringerung der kumulierten Kooperationsgewinne um 6 bis 10 Mrd. EUR zur Folge hatte.⁸⁶ UNTEUTSCH (2014a) führt unter Rückgriff auf das gleiche Modell⁸⁷ und mit identischen Annahmen hinsichtlich der Investitionskosten eine Analyse der resultierenden Verteilungseffekte eines europäischen Quotensystems für die Jahre 2010 bis 2020 durch. Dabei wird unter anderem auch der kumulierte Wohlfahrtsgewinn eines europaweiten EE-Zertifikatehandels für diesen Zeitraum errechnet. Mit 12 bis 10,6 Mrd. EUR fällt dieser vergleichsweise gering aus, was erneut zu großen Teilen auf den oben beschriebenen Effekt der gesunkenen Investitionskosten zurückzuführen sein dürfte.

Bei allen zuvor genannten Studien muss jedoch beachtet werden, dass außerhalb von Modellrechnungen derartig umfangreiche Veränderungen des FEE-Zubaus in Europa nur schwer möglich sind. Beispielsweise sieht die Studie von BOOZ & CO. ET AL. einen in Dänemark um ca. 30 GW und in Großbritannien um ca. 60 GW höheren Zubau an Windenergieanlagen vor als im Referenzszenario ohne grenzüberschreitende Koordination. Auch bei FÜRSCH ET AL. (2010) werden teilweise extreme Zubaumuster auf nationaler Ebene errechnet. Dort nimmt zum Beispiel in Irland der EE-Anteil an der Stromnachfrage von 9% im Jahr 2007 auf 92% im Jahr 2020 zu; in Estland steigert er sich im gleichen Zeitraum von 1% auf 79%.⁸⁸ Neben dem Aspekt der ausreichenden Flächenverfügbarkeit stellt sich diesbezüglich vor allem die Frage nach der gesellschaftlichen Akzeptanz eines solch massiven FEE-Zubaus in diesen Staaten.

Darüber hinaus sind die Ergebnisse der zuvor beschriebenen Studien vor dem Hintergrund zu betrachten, dass die strukturellen Kostenunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten der EU kaum abgebildet werden.⁸⁹ So wird beispielsweise vernachlässigt, dass die Transaktionskosten im Rahmen von Genehmigungsverfahren, die Pachtkosten der Flächen sowie die regulatorische Unsicherheit regional variieren können. Insbesondere der letzte Aspekt drückt sich in den Kapitalkosten aus, die innerhalb der EU mitunter sehr stark voneinander abweichen.⁹⁰ Aufgrund der hohen Kapitalintensität von Investitionen in FEE-Anlagen hat dies erhebliche Auswirkungen auf die Kosteneffizienz des FEE-Zubaus und ist somit von besonders hoher Bedeutung. Deshalb ist hinsichtlich der errechneten

⁸⁵ Für PV-Freiflächenanlagen wurden nun 1440 EUR/kW für das Jahr 2020 und 990 EUR/kW für 2030 angenommen. Ursächlich für die starke Reduktion der angenommenen Investitionskosten von der 2010 veröffentlichten Studie bis zum 2014 publizierten Artikel sind die in diesen Jahren enorm gesunkenen Modulpreise. Jedoch bewegen sich auch die in UNTEUTSCH / LINDENBERGER (2014) getroffenen Annahmen oberhalb der zu dieser Zeit marktüblichen Kosten. Vgl. z. B. KOST ET AL. (2013, S. 10) sowie MAYER ET AL. (2015).

⁸⁶ Vgl. UNTEUTSCH / LINDENBERGER (2014, S. 60).

⁸⁷ Verwendet wird auch bei dieser Studie das Investitions- und Dispatch-Modell „DIMENSION“ des EWI KÖLN.

⁸⁸ Vgl. RESCH / RAGWITZ (2010, S. 14).

⁸⁹ FÜRSCH ET AL. (2010) berücksichtigen beispielsweise lediglich die unterschiedlichen Lohnniveaus zwischen den europäischen Staaten.

⁹⁰ Einen Eindruck von der Bandbreite der Finanzierungskosten zwischen den verschiedenen Mitgliedstaaten der EU vermittelt beispielsweise das von der EU mitfinanzierte Forschungsprojekt „DiaCore“. Vgl. BRÜCKMANN (2015).

Produktionskostensenkungspotentiale unbedingt zu berücksichtigen, dass solch entscheidende Kostenparameter in den genannten Studien nicht für die Mitgliedstaaten individuell ermittelt wurden.

In Hinblick auf die Studie FÜRSCHE ET AL. (2010) kritisieren RESCH / RAGWITZ (2010) unter anderem die Vernachlässigung der Tatsache, dass Investitionskostensenkungen bei FEE-Erzeugungstechnologien eine ausreichend starke Nachfrage benötigen oder zumindest anderweitig finanziert werden müssen. Bei FÜRSCHE ET AL. werden Lernkurveneffekte jedoch exogen modelliert, sodass etwa die Kosten von PV-Anlagen im Jahr 2020 deutlich niedriger sind als 2010, obwohl in einigen der gerechneten Szenarien in Europa bis kurz vor 2020 kaum ein Zubau von PV-Anlagen stattgefunden hat. Auch in einer 2009 erschienen, quantitativen Studie bilden RESCH ET AL. die Ineffizienzen von Quotensystemen ab und ermitteln aus diesem Grund sowie infolge der Beachtung „nicht-ökonomischer Hemmnisse“ deutlich geringere Harmonisierungsgewinne eines gesamteuropäisch koordinierten FEE-Zubaus.⁹¹ So sind bei technologieneutralen, grenzüberschreitenden Quotensystemen den anfangs geringeren Erzeugungskosten auch die später stark ansteigenden Förderkosten gegenüberzustellen, welche die vermeintlichen Vorteile einer europäisch harmonisierten Quotenlösung zumindest relativieren.⁹²

Über die dargestellten Studien hinaus existieren zahlreiche weitere quantitative Arbeiten, die die Vorteile eines europäisch koordinierten FEE-Zubaus bzw. der Ausnutzung der Dargebotsunterschiede in Europa quantifizieren. CAPROS ET AL. errechnen beispielsweise für den Fall, dass die EE-Ziele der EU für 2020 nicht ausschließlich national, sondern auch mithilfe statistischer Transfers erreicht werden, eine Kostensenkung von 17,1 Mrd. EUR.⁹³ Eine Studie der SIEMENS AG sieht bei einem am Dargebot orientierten FEE-Zubau ein mögliches Einsparpotential von 55 GW FEE-Erzeugungslleistung (darunter 39 GW PV und 15 GW Wind onshore).⁹⁴ Daraus resultiert in der Studie eine Netto-Ersparnis von 45 Mrd. EUR bis zum Jahr 2030.⁹⁵ Auch wenn der Umfang der ermittelten Produktionskostenvorteile zwischen den verschiedenen, zuvor dargestellten Studien mitunter stark variiert, ergibt sich durch einen grenzüberschreitenden FEE-Zubau in den Modellen dennoch stets eine *Senkung* der Produktionskosten.

TRANSAKTIONSKOSTENEFFEKTE EINER FEE-KOOPERATION

Trotz der mit hoher Wahrscheinlichkeit existierenden Produktionskostenvorteile lassen sich kaum grenzüberschreitende FEE-Kooperationen in der Europäischen Union beobachten. Dies deutet auf umfangreiche Transaktionskosten hin, deren mögliche Ursachen in Kapitel 2 ausführlich dargelegt

⁹¹ Vgl. RESCH ET AL. (2009) sowie RESCH / RAGWITZ (2010).

⁹² Vgl. RESCH ET AL. (2009, S. 52 f.). Die hohen Förderkosten bei technologieneutralen Quotensystemen entstehen häufig erst nach einigen Jahren, wenn eine Knappheit besonders ertragreicher Standorte zum Zubau von Technologien mit niedrigen Kosten (z. B. Wind onshore) eintritt. Im Knappheitsfall steigt der Zertifikatpreis aufgrund des Rückgriffs auf weniger geeignete Standorte oder teurere Technologien (z. B. PV) an und es resultieren „windfall profits“ für die Betreiber von Anlagen an guten Standorten.

⁹³ Vgl. CAPROS ET AL. (2011).

⁹⁴ Vgl. SIEMENS AG (2013, S. 28 ff.). Im Gegensatz zu den zuvor dargestellten Studien ist in diesem Fall das methodische Vorgehen jedoch kaum öffentlich verfügbar dokumentiert, sodass es sich auf Basis der vorliegenden Informationen nur unvollständig durch Dritte nachvollziehen lässt.

⁹⁵ Vgl. ebenda (S. 29). Die Studie weist eine Netto-Ersparnis von 60 Mrd. USD aus. In einer Pressemitteilung der SIEMENS AG vom 15. Mai 2013 wird eine Netto-Ersparnis von 45 Mrd. EUR aufgeführt.

wurden. In den zuvor genannten quantitativen Studien wurden die Transaktionskosteneffekte höchstens am Rande berücksichtigt, was insbesondere an den im Gegensatz zu den Produktionskosteneffekten deutlich eingeschränkten Quantifizierungsmöglichkeiten liegt. Jedoch können zumindest bestimmte Faktoren, die einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Transaktionskosten haben, in quantitativen Studien betrachtet werden. Insbesondere hinsichtlich der Verteilungseffekte grenzüberschreitender EE-Kooperationen sind vereinzelt quantitative Analysen erfolgt.

So zeigt UNTEUTSCH zunächst in einem abstrakten Modell zweier Staaten, die bilateral sowohl Strom als auch EE-Zertifikate handeln, dass ein grenzüberschreitender EE-Zubau in Engpasssituationen zu einem Wohlfahrtsverlust bei einem Staat führen kann, obwohl staatenübergreifend ein Nettowohlfahrtsgewinn entsteht.⁹⁶ Neben den internationalen Verteilungseffekten lassen sich in dieser Analyse auch starke Verteilungswirkungen zwischen Konsumenten und verschiedenen Produzentengruppen auf nationaler Ebene beobachten. Ausgehend von diesem Befund modelliert UNTEUTSCH in der oben bereits erwähnten Analyse für die Periode 2010 bis 2020 die Verteilungswirkungen eines europaweit einheitlichen EE-Quotensystems (im Vergleich zu einer Situation, in der 27 nationale Quotensysteme existieren und kein EE-Zertifikatehandel zwischen den Staaten möglich ist).⁹⁷ Dabei zeigt sich, dass die Staaten in unterschiedlichem Ausmaß von einer Internationalisierung des EE-Zertifikatehandels profitieren. Während Deutschland beispielsweise einen Nettowohlfahrtsgewinn von rund 5 Mrd. EUR verzeichnet, müssen einzelne Staaten sogar geringe Verluste hinnehmen. Interessant ist dabei auch, dass die Wohlfahrtseffekte in Abhängigkeit der Umsetzung des TYNDP um bis zu 1 Mrd. EUR variieren, was die in Kapitel 2 beschriebene Umweltunsicherheit anschaulich illustriert.⁹⁸ Viel umfangreicher als die Verteilungseffekte zwischen den Staaten fallen bei UNTEUTSCH (2014a) hingegen die Verteilungswirkungen zwischen unterschiedlichen Gruppen innerhalb eines Staates aus: Konsumenten, EE-Produzenten und Produzenten von „konventionellem Strom“. So nimmt in der Studie beispielsweise die Konsumentenrente infolge des grenzüberschreitenden EE-Ausbaus sowohl in Deutschland als auch in Großbritannien um rund 20 Mrd. EUR zu, während die Produzentenrente der Betreiber von EE-Anlagen in diesen Staaten um 14,5 bzw. 6,2 Mrd. EUR sinkt (was einer Reduktion von 23 bzw. 34,7% entspricht). In Staaten, die sich generell durch ein hohes Dargebot auszeichnen, wie zum Beispiel Norwegen und Spanien, sinkt die Konsumentenrente deutlich (um 13,9 bzw. 13,6 Mrd. EUR), wogegen die Renten der Produzenten teilweise erheblich zunehmen (bei Betreibern konventioneller Kraftwerke um 23,4 bzw. 7,4% und bei Betreibern von EE-Anlagen um 38,1 bzw. 22,6%).⁹⁹ Auch wenn diese extrem hohen Werte teilweise durch das modellierte Quotensystem begründet sind, zeigt sich dennoch, dass nicht nur auf internationaler sondern auch auf nationaler Ebene mit beachtlichen

⁹⁶ Vgl. UNTEUTSCH (2014b).

⁹⁷ Vgl. UNTEUTSCH (2014a).

⁹⁸ UNTEUTSCH untersucht unter anderem auch die Sensitivität der Ergebnisse bezüglich der Entwicklung der Interkonnektorenkapazität. So wird dem Fall, dass der Netzausbau bis zum Jahr 2020 gemäß des „ten-year network development plan 2010“ (TYNDP 2010) erfolgt, ein Szenario gegenübergestellt, in dem sich die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in diesem Zeitraum nicht verändern. Vgl. ebenda (S. 18).

⁹⁹ Vgl. ebenda (S. 22, 26 f.).

Verteilungswirkungen zu rechnen ist. Dies wirkt sich deutlich auf die Transaktionskosten einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation im Allgemeinen (und infolge der zahlreichen stark betroffenen Akteure auch auf die Kosten der politischen Durchsetzung im Speziellen) aus.

Im Zuge der qualitativen Analyse in Kapitel 2 zeigte sich, dass vor allem bei begrenzten Interkonnektorenkapazitäten umfangreiche Verteilungseffekte zu erwarten sind. Eine Betrachtung der Situation in der Europäischen Union offenbart vielerorts deutliche Großhandelspreisdifferenzen zwischen den Mitgliedstaaten, welche auf limitierte grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten und heterogene Kraftwerksparks zurückzuführen sind. Vor diesem Hintergrund weisen insbesondere die in Abschnitt 2.1.4 gewonnenen Resultate eine hohe Relevanz auf. Auch Deutschland verfügt derzeit noch zu nahezu allen Nachbarstaaten über eingeschränkte Interkonnektorenkapazitäten.¹⁰⁰ Im Rahmen der angestrebten Schaffung eines europäischen Binnenmarktes im Elektrizitätssektor verfolgt die Europäische Kommission das Ziel, bis zum Jahr 2020 bei jedem Mitgliedstaat einen sogenannten Stromverbundgrad von mindestens 10% der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität zu erreichen.¹⁰¹ Für das Jahr 2030 wird sogar eine Steigerung auf 15% angestrebt. Ein umfassender Netzausbau wäre, wie in Kasten 1 in Abschnitt 2.1.4.2.2 beschrieben, jedoch nicht nur unter dem Aspekt der leichteren Prognostizierbarkeit der Verteilungswirkungen von FEE-Kooperationen, sondern auch vor dem Hintergrund der mit dem Netzausbau einhergehenden Verteilungseffekte (und Kontrahierungsprobleme) zu beurteilen. Bei Zugrundelegung der in diesem Arbeitspapier herangezogenen Ziele, sollten daher bei geplanten Netzausbaumaßnahmen die Auswirkungen auf die Produktions- und Transaktionskosten einzelfallbasiert untersucht werden.

Ein weiteres wesentliches Resultat der abstrakten Analyse war, dass die Kontrahierungsprobleme bei steigender Umweltunsicherheit ebenfalls stark zunehmen. Dieser Aspekt ist infolge der hohen Dynamik im europäischen Stromsektor auch bei grenzüberschreitenden FEE-Kooperationen in der EU von entscheidender Bedeutung. Mit dem „Energiefahrplan 2050“ wurden zwar die groben Leitlinien und Auswirkungen einer europäischen Politik, die eine gemeinschaftliche Transformation des Energiesektors bis zum Jahr 2050 verfolgt, transparent dargestellt,¹⁰² jedoch ist ein derartiger Ausblick als Orientierung für Investoren und Staaten nur eingeschränkt hilfreich und kann die hohe Umweltunsicherheit kaum reduzieren. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass der „Energiefahrplan 2050“ ein sehr langfristiges, vages und übergeordnetes Ziel beschreibt, sodass die vielfältigen Instrumente, Technologien sowie der letztliche Dekarbonisierungspfad, mit denen dieses Ziel erreicht werden soll, weiterhin unsicher bleiben. Außerdem bringt es die enorme Größe des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems mit sich, dass zahlreiche Faktoren, die die Entwicklung

¹⁰⁰ Österreich stellt diesbezüglich eine Ausnahme dar, da es mit Deutschland derzeit (noch) eine einheitliche Preiszone bildet.

¹⁰¹ Dies bedeutet, dass die verfügbare Interkonnektorenkapazität eines Landes 10 % der nationalen installierten Stromerzeugungskapazität entsprechen soll. Vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat vom 25.02.2015 zur Erreichung des Stromverbundziels von 10% und zur Vorbereitung des europäischen Stromnetzes auf 2020, COM (2015) 82 endg.

¹⁰² Vgl. z. B. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat vom 15.12.2011 zum Energiefahrplan 2050, COM (2011) 885 endg. sowie die entsprechende Anlage SEC (2011) 1565.

des Systems jedoch wesentlich beeinflussen, in einer solchen Langfristplanung nicht adäquat berücksichtigt werden können.

Im Zuge der konkreten politischen Umsetzung einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation ist aus nationaler Perspektive zudem wichtig, wie hoch die Gefahr ist, dass bestehende Kontrahierungsprobleme vom Vertragspartner opportunistisch genutzt werden. Verglichen mit anderen Regionen der Welt ist diese Verhaltensunsicherheit in der EU bzw. bei Kooperationen zwischen EU-Mitgliedstaaten deutlich geringer, da viele Staaten auf eine lange Zeit erfolgreicher Zusammenarbeit zurückblicken. Diese gemeinsame Vergangenheit hat auch in vielen Fällen zu umfangreichen Verflechtungen und langfristigen Abhängigkeiten auf politischem sowie wirtschaftlichem Gebiet geführt. Dennoch ist festzustellen, dass auch in der EU eine gewisse Verhaltensunsicherheit weiterhin verbleibt. So ist bei aktuellen und vergangenen politischen Herausforderungen innerhalb der EU deutlich zu Tage getreten, dass die Solidarität der Mitgliedstaaten mitunter schnell ihre Grenzen erreicht. Betrachtet man die Verhaltensunsicherheit im Kontext einer FEE-Kooperation exemplarisch aus einer deutschen Perspektive lassen sich folgende relevante Aspekte identifizieren:

- Zwischen Deutschland und den einzelnen Staaten der EU bestehen unterschiedlich intensive Kooperationsbeziehungen. Da sich langfristige, stabile Beziehungen vorteilhaft auf die Verhaltensunsicherheit auswirken, sollte dieser Aspekt bei der Auswahl der Kooperationspartner zusätzlich beachtet werden.
- Weiterhin reduzieren ähnliche Präferenzen und gleichgerichtete Ziele der kooperierenden Staaten die Verhaltensunsicherheit. In Hinblick auf die nationalen Zielsetzungen der verschiedenen EU-Mitgliedstaaten lässt sich zumindest die Skepsis rechtfertigen, ob sehr ambitionierte Dekarbonisierungsziele allgemein geteilt werden und ob alle Staaten FEE-Anlagen als ebenso zentrale Technologie zur Erreichung dieser Ziele ansehen, wie dies im Rahmen der deutschen „Energiewende“ vorgesehen ist.¹⁰³
- Des Weiteren wurden im Rahmen der abstrakten Analyse „stabile Rahmenbedingungen“ im Kooperationsstaat als wichtigen Einflussfaktor auf die Verhaltensunsicherheit identifiziert. Somit sollte dieser Faktor insgesamt, und dabei insbesondere die Handlungen des potentiellen Kooperationspartners in der Vergangenheit, ebenfalls berücksichtigt werden. Beispielsweise haben einige Mitgliedstaaten in den letzten Jahren ihre Refinanzierungsmechanismen rückwirkend angepasst und dadurch die Grenzen des rechtsstaatlichen Vertrauensschutzes tangiert.¹⁰⁴ Derartige nachträgliche Eingriffe steigern die Unsicherheit sowohl bei privatwirtschaftlichen Investoren als auch bei staatlichen Kooperationspartnern und wirken sich (u. a. über die Risikokosten) auf die Höhe der Transaktionskosten aus.

Da bei umfangreichen Kontrahierungsproblemen mit der Prognose bzw. Ermittlung der Verteilungseffekte einer FEE-Kooperation sowie der Aushandlung eines Kooperationsvertrags oftmals

¹⁰³ Ein diesbezüglicher Dissens ließ sich beispielsweise im Rahmen der Verhandlungen zur Festlegung der Klimaschutzziele der EU für das Jahr 2030 beobachten. Vgl. hierzu auch FISCHER (2014) sowie GEDEN / FISCHER (2014).

¹⁰⁴ Vgl. FOUQUET / NYSTEN (2015).

prohibitiv hohe Transaktionskosten verbunden sind, könnte erwogen werden, von einer Kontrahierung der Verteilungswirkungen abzusehen, um so eine Realisierung der Produktionskostenvorteile zu erreichen. Aus einzelstaatlicher Perspektive ist dies jedoch mit den zuvor beschriebenen, erheblichen Risiken verbunden. Auch im Zuge der Aushandlung der bis dato einzigen FEE-Kooperation in Europa spielten Verteilungsfragen eine wesentliche Rolle und erschwerten anfangs eine Einigung der kooperierenden Staaten (siehe Informationskasten 2). Neben weiteren Faktoren trug in diesem Fall auch die Entscheidung beider Vertragsparteien, einige eventuell asymmetrisch anfallende Verteilungseffekte nicht umfassend zu ermitteln und somit schlichtweg in Kauf zu nehmen, zur Etablierung eines gemeinsamen EE-Fördersystems bei. Jedoch muss diese Entscheidung vor dem Hintergrund der sehr guten bilateralen Beziehungen zwischen Schweden und Norwegen interpretiert werden.¹⁰⁵

Informationskasten 2: Das Fördersystem in Schweden und Norwegen als Beispiel einer EE-Kooperation

Im Dezember 2011 trat Norwegen als EWR-Staat der Richtlinie 2009/28/EG bei und verpflichtete sich somit, bis zum Jahr 2020 einen EE-Anteil von 67,5% am Bruttoendenergieverbrauch zu erreichen.¹⁰⁶ Ab 2012 starteten Schweden und Norwegen in Kooperation eine „gemeinsame Förderregelung“ im Sinne von Art. 11 der Richtlinie, durch welche der EE-Anteil an der Stromerzeugung beider Staaten erhöht werden soll. Da Schweden bereits seit 2003 über ein nationales EE-Zertifikatesystem verfügte, wurde dieses System lediglich auf Norwegen erweitert, sodass die Funktionsweise des grenzüberschreitenden Bereitstellungs- und Refinanzierungssystems im Großen und Ganzen dem früheren schwedischen System entspricht. Beim schwedisch-norwegischen EE-Zertifikatesystem erhalten die zur Teilnahme berechtigten¹⁰⁷ EE-Produzenten für eine Dauer von 15 Jahren ab Inbetriebnahme pro erzeugter MWh ein sogenanntes grünes Zertifikat, das sie auf einem grenzüberschreitenden Zertifikatemarkt verkaufen können. So generieren sie zusätzlich zum Marktpreis des erzeugten Stroms weitere Erlöse zur Anlagenrefinanzierung. Die Nachfrager von grünen Zertifikaten sind primär Stromvertriebe und Eigenerzeuger,¹⁰⁸ da diese für einen administrativ festgesetzten Anteil des verkauften oder eigenverbrauchten Stroms eine entsprechende Menge an Zertifikaten vorweisen müssen. Diese Quoten werden für die Nachfrager beider Staaten so festgesetzt, dass das schwedische sowie das norwegische Verbraucherkollektiv jeweils Strommengen in identischem Umfang fördern (198 TWh pro Staat, resultierend aus einer jährlichen Förderung von 13,2 TWh über 15 Jahre).¹⁰⁹ Die Standortwahl der geförderten EE-Anlagen erfolgt durch die

¹⁰⁵ So ist es durchaus denkbar, dass die beiden Parteien nicht ausschließlich an einer Verbesserung der eigenen Position interessiert waren, sondern auch beim Vertragspartner anfallende Nutzen grundsätzlich positiv bewertet haben.

¹⁰⁶ Vgl. Beschluss des Rates vom 12.12.2011 über den im Gemeinsamen EWR-Ausschuss zu vertretenden Standpunkt der Europäischen Union zur Änderung von Anhang IV (Energie) des EWR-Abkommens, ABl. Nr. 344/31.

¹⁰⁷ Vgl. NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT / ENERGIMYNDIGHETEN (2014, S. 9 f.).

¹⁰⁸ Vgl. ebenda (S. 10 f.).

¹⁰⁹ Aufgrund des identischen Umfangs der von jedem Staat geförderten Strommenge ergibt es sich zwangsläufig, dass die Quoten für schwedische und norwegische Vertriebe variieren. Dies hat mehrere Gründe: *Zum einen* verfügt Schweden infolge des zuvor existierenden nationalen Zertifikatesystems über zahlreiche EE-Anlagen, die in der Zeit von 2003 bis 2012 ihren Betrieb aufnahmen und weiterhin einen Anspruch auf die Zuteilung von Zertifikaten besitzen. Deshalb liegt die Quote für schwedische Verbraucher zurzeit über der „norwegischen Quote“. *Zum anderen* ist die norwegische Stromnachfrage (u.a. aufgrund der niedrigeren Einwohnerzahl) geringer als die schwedische Nachfrage. Dieser Effekt wird Anfang der 2020er Jahre vermutlich den zuvor genannten

Investoren, sodass die Anlagen – völlig unabhängig von der paritätischen Finanzierung – in Schweden oder in Norwegen errichtet werden können.

Der Verhandlungsprozess zwischen Schweden und Norwegen zur Etablierung des gemeinsamen Bereitstellungs- und Refinanzierungssystems für EE-Anlagen zeigt exemplarisch die besondere Bedeutung, die den Transaktionskosten im Rahmen einer grenzüberschreitenden EE-Kooperation zukommt. So wurde bereits im Jahr 2004 über einen Beitritt Norwegens zum schwedischen Zertifikatesystem verhandelt, jedoch gab es bei zahlreichen Punkten, die sich primär auf die Aufteilung von Kosten und Nutzen bezogen, so umfangreiche Differenzen zwischen beiden Staaten, dass die Verhandlungen im Jahr 2006 ohne Ergebnis abgebrochen wurden.¹¹⁰ Insbesondere hinsichtlich der Aufteilung der Förderkosten herrschte Dissens zwischen den Verhandlungspartnern. Während Schweden darauf bestand, dass jeder Staat in der Periode 2007-2016 eine identische Strommenge fördert und somit auch den gleichen Anteil der Förderkosten trägt, lehnte Norwegen dies mit Verweis auf seine geringere Einwohnerzahl und der daraus resultierenden überproportionalen Belastung der norwegischen Verbraucher ab.¹¹¹ In einer zweiten Verhandlungsrunde von 2007 bis 2010 konnte man sich hingegen doch drauf einigen, dass die Förderkosten zur Hälfte von Norwegen getragen werden. Neben dem steigenden innenpolitischen Druck, dem die norwegische Regierung in dieser Zeit ausgesetzt war, wurde diese Einigung außerdem dadurch begünstigt, dass der im Rahmen des gemeinsamen Zertifikatesystems erzeugte EE-Strom im Fall einer paritätischen Finanzierung auch zu 50% auf das (infolge des Beitritts zur Richtlinie 2009/28/EG nun bestehende) EE-Ziel Norwegens angerechnet wird. Aus norwegischer Sicht stand den überproportionalen Kosten somit auch ein zusätzlicher Nutzen in Form der einfacheren Erreichbarkeit des (verbindlichen) EE-Ziels gegenüber.

Während zu Beginn der Kooperation erwartet wurde, dass der Zubau von Windenergieanlagen aufgrund des in Norwegen vielerorts höheren Dargebots hauptsächlich an norwegischen Standorten erfolgen würde,¹¹² zeigte sich in den vergangenen Jahren jedoch ein stark auf Schweden konzentrierter Ausbau der Windenergie. So stammt rund 83% der im Rahmen des gemeinsamen Zertifikatesystems (2012-2013) erzeugten Windenergie von Anlagen in Schweden.¹¹³ Die Gründe für diesen geografisch asymmetrischen Windenergiezubau sind vielfältig und der Einfluss der verschiedenen Faktoren ist in der Regel schwer zu quantifizieren. Dennoch lässt sich mit Sicherheit sagen, dass dabei die Heterogenität der nationalen institutionellen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle spielt.¹¹⁴ Ein Beispiel hierfür ist die voneinander abweichende steuerliche Behandlung von EE-Anlagen in Schweden und Norwegen.¹¹⁵ In Zukunft werden auch Unterschiede zwischen beiden Staaten hinsichtlich der Refinanzierungserlöse bei einer Inbetriebnahme der EE-Anlagen nach dem

„Bestandsanlagen-Effekt“ dominieren, sodass die Quote für norwegische Nachfrager in dieser Periode jene für schwedische Nachfrager übersteigen wird.

¹¹⁰ Vgl. STORTING, Schriftliche Anfrage vom Abgeordneten Ketil Solvik-Olsen am 2. März 2006; abgerufen im Internet am 05.10.2015 unter: <https://stortinget.no/Global/pdf/Dokumentserien/2005-2006/dok15-200506-1.pdf>, Seite 497. Siehe auch SÖDERHOLM (2008, S. 2055).

¹¹¹ Ein weiterer Dissens bestand z. B. bezüglich des Einbezugs kleiner Wasserkraftanlagen (<10 MW) in das gemeinsame Fördersystem. Vgl. dazu STORTING, Mündliche Anfrage vom Abgeordneten Gunnar Kvasheim am 15. März 2006; abgerufen im Internet am 05.10.2015 unter: <https://stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Referater/Stortinget/2005-2006/060315/muntligsporretime>.

¹¹² Vgl. z. B. SÖDERHOLM (2008, S. 2056).

¹¹³ Vgl. NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT / ENERGIMYNDIGHETEN (2014, S. 16 ff.).

¹¹⁴ Weitere relevante Faktoren, die nicht institutionell bedingt sind, können bspw. auch divergierende Baugrundrisiken oder Differenzen bzgl. der lokal vorhandenen Infrastruktur sein.

¹¹⁵ Vgl. BMWI EXPORTINITIATIVE ERNEUERBARE ENERGIEN (2014): Marktnachrichten vom 10.09.2014, abgerufen im Internet am 11.04.2015 unter: http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Kurzmeldungen/Marktnachrichten/2014/2014_09_10_norwegen_schweden.html.

Jahr 2020 an Bedeutung gewinnen.¹¹⁶ Der große Einfluss des institutionellen Rahmens auf die Standortwahl der Investoren im schwedisch-norwegischen Zertifikatesystem veranschaulicht, dass es mitunter sehr schwierig sein kann, ein „level playing field“ zu gewährleisten, bei dem die Investitionsentscheidung von dezentralen Akteuren im Wesentlichen auf Basis der Produktionskosten getroffen wird. Darüber hinaus zeigt sich am unerwartet asymmetrischen Windenergiezubau auch, welcher hoher Wissenstand notwendig ist, um die Verteilungseffekte eines gemeinsamen Fördersystems bzw. einer grenzüberschreitenden Ausschreibung zu prognostizieren.¹¹⁷

3.2 Diskussion der Umwelteffekte einer FEE-Kooperation

Sowohl die Europäische Union als auch individuell einzelne Mitgliedstaaten haben sich Ziele mit Bezug zum Elektrizitätssektor gesetzt, die dem Umweltschutz dienen sollen. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die politische Bedeutung proklamierter Umweltziele zwischen den verschiedenen Mitgliedstaaten variiert und diese Ziele eine unterschiedliche Anzahl quantitativer Teilziele beinhalten können. Exemplarisch zeigt dies die deutsche „Energiewende“, welche erstens eine relativ hohe politische Priorität aufweist und zweitens neben einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes¹¹⁸ auch einen Ausbau der Erneuerbaren Energien¹¹⁹ und eine Erhöhung der Energieeffizienz¹²⁰ anstrebt. Im Zuge der Festlegung der Zielsetzungen der EU für das Jahr 2030 gab es zwischen den Mitgliedstaaten divergierende Auffassungen, ob auf supranationaler Ebene ebenfalls jene drei Umweltziele nebeneinander existieren sollen. Während dies einige Jahre zuvor noch für das Jahr 2020 beschlossen wurde,¹²¹ wurden die Verantwortung der Mitgliedstaaten für die Zielerreichung sowie die Verbindlichkeit des EE- und Energieeffizienzziels für das Jahr 2030 herabgesetzt.¹²²

¹¹⁶ In Norwegen errichtete EE-Anlagen haben nur ein Anrecht auf die Zuteilung von EE-Zertifikaten, sofern diese vor dem Jahr 2020 in Betrieb genommen werden. Anlagen, die nach 2020 in Schweden fertiggestellt werden, erhalten bis zum Jahr 2035 (also 15 Jahre lang abzüglich der Zeit vom 01.01.2020 bis zur Inbetriebnahme) entsprechend ihrer Produktion EE-Zertifikate. Dies erhöht das Risiko norwegischer Projekte, deren Fertigstellung für 2019 oder 2020 geplant ist, erheblich und wirkt sich somit umfangreich auf die Kapitalkosten dieser Projekte aus. Vgl. dazu auch NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT / ENERGIMYNDIGHETEN (2014, S. 14) sowie LIND / ROSENBERG (2014, S. 11).

¹¹⁷ Vgl. dazu auch Abschnitt 3.4.

¹¹⁸ Die Bundesregierung hat sich für das Jahr 2020 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 40% und für das Jahr 2030 von 55% zum Ziel gesetzt. Diese Reduktionen beziehen sich jeweils auf das Basisjahr 1990. Siehe auch BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE / BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (2010, S. 5).

¹¹⁹ Im Rahmen der Energiewende sollen Erneuerbare Energien im Jahr 2020 einen Anteil von mindestens 35% am Bruttostromverbrauch ausmachen. Bis zum Jahr 2030 soll dieser Wert auf mindestens 50% gesteigert werden. Der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent steigen. Vgl. § 1 EEG 2014.

¹²⁰ Ein weiteres Teilziel der Energiewende ist, bis zum Jahr 2020 (bzw. 2050) eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20% (bzw. 50%) gegenüber dem Jahr 2008 zu erreichen. Vgl. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2014, S. 3).

¹²¹ Laut der sogenannten „20-20-20-Ziele“ soll bis zum Jahr 2020 eine Treibhausgasreduktion in der EU von 20% gegenüber dem Basisjahr 1990, ein Anteil von 20% Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch sowie eine Verringerung des jährlichen Primärenergieverbrauchs um 20% (gegenüber einer Referenzentwicklung) erfolgen.

¹²² Für das Jahr 2030 wurde ein Treibhausgasreduktionsziel von 40% gegenüber 1990 beschlossen, welches sich aus einer Reduktion innerhalb des EU ETS von 43% und einer 30% Reduktion in nicht-ETS-Sektoren (gegenüber 2005) zusammensetzt. Erneuerbare Energien sollen bis 2030 27% des Endenergieverbrauchs in der EU ausmachen. Jedoch ist dieses Ziel nur auf supranationaler Ebene verbindlich, sodass keine nationalen Zielsetzungen existieren. Hinsichtlich der Energieeffizienz wurde ein indikatives Ziel von 27% festgesetzt, welches sich ebenfalls nur auf die supranationale Ebene bezieht. Vgl. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der

Durch die in der Richtlinie 2009/28/EG enthaltenen „Kooperationsmechanismen“ wurde sichergestellt, dass sich FEE-Kooperationen nicht negativ auf die Erreichung der auf europäischer Ebene festgeschriebenen nationalen EE-Ziele auswirken und grenzüberschreitende Projekte entsprechend auf das nationale EE-Ziel angerechnet werden können.¹²³ Da nach derzeitigem Stand ab dem Jahr 2021 keine verbindlichen nationalen EE-Ziele auf supranationaler Ebene mehr existieren, stellt sich für diesen Zeitraum auch nicht die Frage hinsichtlich der „Anrechenbarkeit“ einer FEE-Kooperation. Auch in Hinblick auf die Erfüllung des europäischen Dekarbonisierungsziels spielt es – infolge der Abwesenheit nationaler Ziele in ETS-Sektoren (wozu der Elektrizitätssektor zählt) – keine Rolle, in welchem Staat Emissionen durch einen FEE-Zubau vermieden werden. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass nationale Politiker dem Umstand, wo der FEE-Zubau erfolgt und in welchem Staat die resultierenden Emissionssenkungen anfallen, indifferent gegenüberstehen. Insbesondere wenn sich ein Staat nationale Dekarbonisierungsziele gesetzt hat, die eine vergleichsweise hohe politische Priorität genießen, kann ein grenzüberschreitender FEE-Zubau für nationale Politiker unattraktiv sein. So ist die Messbarkeit der Emissionen, die aufgrund des FEE-Zubaus im Kooperationsland vermieden werden, nur sehr ungenau und eingeschränkt möglich. Einfacher messen und zum national erzeugten FEE-Strom hinzuzählen lassen sich hingegen die im Ausland erzeugten FEE-Strommengen. Letztlich wird die Erreichung auf das eigene Staatsgebiet begrenzter Umweltziele durch eine grenzüberschreitende Kooperation jedoch erschwert. Dadurch kann es sich für nationale Entscheidungsträger unter Umständen komplizierter gestalten, die erfolgten Emissionsreduktionen als Erfolg nationalen klimapolitischen Handels darzustellen. Zwar widersprechen derartige Überlegungen von Grund auf der europäischen Kooperationslogik, dennoch besteht die Möglichkeit, dass zumindest einige Akteure einem FEE-Zubau oder Emissionsminderungen im Inland deutlich positiver gegenüberstehen als im benachbarten Ausland.

Da es sich beim Treibhausgas CO₂ um einen global wirkenden Schadstoff handelt, sind vor allem die Effekte einer FEE-Kooperation auf die CO₂-Emissionen aller an der Kooperation beteiligten Staaten zu beachten. Diesbezüglich ergab die Analyse in Abschnitt 2.1.4.3, dass die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Emissionen des Stromsektors von der relativen Emissionsintensität der Stromerzeugung der kooperierenden Staaten bestimmt werden. In der EU lässt sich in Hinblick auf diesen Aspekt eine ausgeprägte Heterogenität erkennen: Während die Stromversorgung einiger Staaten zu wesentlichen Teilen auf Kernenergie basiert (vor allem in Frankreich), setzen andere Mitgliedstaaten aufgrund großer inländischer Vorkommen hauptsächlich auf Braun- und Steinkohleverstromung (z. B. Polen und Tschechien), wogegen einzelne europäische Staaten über ausgiebige Wasserkraftpotentiale verfügen (insbesondere Norwegen und Schweden sowie die Staaten der Alpenregion). Folglich variiert die Emissionsintensität der Stromerzeugung in Europa erheblich, was diesen Aspekt für die Auswahl geeigneter Kooperationsstaaten so bedeutsam macht. Hinsichtlich der Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf den gesamten CO₂-Ausstoß der beteiligten

Regionen vom 22.01.2014 zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, COM (2014) 15 endg. sowie Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 24.10.2014 zur Tagung des Europäischen Rates am 23./24.10.2014, EUCO 169/14.

¹²³ Vgl. Anhang.

Staaten sollte zudem berücksichtigt werden, inwiefern die grenzüberschreitend zugebauten FEE-Anlagen *zusätzlich* zum dort geplanten FEE-Zubau errichtet werden, also ob sie geplante Investitionen im Standortstaat verdrängen.¹²⁴

3.3 Institutioneller Rahmen in der Europäischen Union mit Bezug zu FEE-Kooperationen

Dieser Abschnitt enthält eine kurze Darstellung ausgewählter Aspekte des institutionellen Rahmens in der EU hinsichtlich der Förderung Erneuerbarer Energien. Die Schwerpunktsetzung erfolgt dahingehend, dass die wesentlichen institutionellen Rahmenbedingungen für grenzüberschreitende FEE-Kooperationen aufgegriffen und die sich daraus ergebenden Effekte knapp diskutiert werden können. Da dabei kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird und einige Aspekte stark vereinfachend dargestellt werden, sei auf die deutlich umfassendere rechtswissenschaftliche Analyse des institutionellen Rahmens verwiesen, welche sich im Anhang dieses Arbeitspapiers befindet.

In Abschnitt 2.2.2 wurde zu Analysezwecken zunächst angenommen, dass die supranationale Ebene stets über die Kompetenzen verfügt, die zur Umsetzung der diskutierten Optionen notwendig sind. Der tatsächlich implementierte institutionelle Rahmen in der EU offenbart auf dem Gebiet der Energiepolitik jedoch eine komplexe Kompetenzverteilung zwischen den Mitgliedstaaten und dem europäischen Gesetzgeber. Gemäß des Grundsatzes der begrenzten Einzelermächtigung darf die EU nur tätig werden, sofern dies im europäischen Primärrecht vorgesehen ist. Dies führt dazu, dass die EU in Abhängigkeit der verschiedenen Politik- und Sachbereiche über unterschiedliche Zuständigkeiten (z. B. ausschließliche, geteilte oder ergänzende Kompetenzen) verfügt. Darüber hinaus gelten die Prinzipien der Subsidiarität und der Verhältnismäßigkeit,¹²⁵ die dem Handeln der EU ebenfalls Grenzen setzen. So ist in einem Mehrebenensystem bei institutionellen Reformvorschlägen auch immer zu beachten, inwiefern diese auf Grundlage der geltenden Kompetenzverteilung umsetzbar sind, bzw. wie hoch die Transaktionskosten zur Änderung des institutionellen Rahmens ausfallen.

Art. 194 AEUV bildet die primärrechtliche Kompetenzgrundlage der EU für den energiepolitischen Bereich. In Art. 194 Abs. 1 AEUV werden die Ziele der Energiepolitik der EU spezifiziert: „Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts; Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union; Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen; Förderung der Interkonnektion der Energienetze“. Während grundsätzlich für die Energiepolitik eine geteilte Zuständigkeit gilt, hängen die verbleibenden Handlungsmöglichkeiten für die Mitgliedstaaten je nach Sachbereich davon ab, ob der europäische Gesetzgeber beabsichtigt, diesen abschließend zu regeln.¹²⁶ So kann bei den letzten zwei Sachbereichen (Energieeffizienz bzw. Erneuerbare Energien sowie Interkonnektion der Netze)

¹²⁴ Eine Erhöhung der FEE-Kapazität durch eine grenzüberschreitende Kooperation ist beispielsweise nur gewährleistet, sofern der kooperierende Staat (im Modell Staat B) nicht als Reaktion auf den fremdfinanzierten Zubau seinen FEE-Ausbaupfad senkt bzw. die nationale FEE-Förderung reduziert. Die Abwesenheit nationaler EE-Ziele auf europäischer Ebene ab dem Jahr 2021 erschwert eine diesbezügliche Beurteilung deutlich.

¹²⁵ Zur Erläuterung des Subsidiaritäts- und Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes siehe Anhang.

¹²⁶ Vgl. GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014a, Art. 4 AEUV, Rn. 7).

davon ausgegangen werden, dass die Mitgliedstaaten über einen größeren Spielraum verfügen.¹²⁷ Darüber hinaus wird in Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 explizit ein Bereich genannt, dessen Regelung ausschließlich den Mitgliedstaaten vorbehalten ist. Demnach verfügt jeder Mitgliedstaat über das Recht, sowohl die Bedingungen für die Nutzung als auch die Wahl der verschiedenen Energiequellen und somit letztendlich den nationalen Energiemix eigenständig zu bestimmen. Fraglich ist jedoch, wie dieser Souveränitätsvorbehalt zu interpretieren ist, da aufgrund der vielfältigen Interdependenzen im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem zahlreiche Regelungen einen Einfluss auf den nationalen Energiemix ausüben und die „Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen“ bereits durch die Entscheidung, einen europäischen Binnenmarkt anzustreben, de facto eingeschränkt wird. Weitere für den Bereich der Erneuerbaren Energien mitunter relevante primärrechtliche Regelungen sind u. a. Art. 114 (Binnenmarktharmonisierung), Art. 192 (Umweltschutz) sowie Art. 34 bzw. 36 AEUV (Warenverkehrsfreiheit).

Die Frage, inwiefern auf das eigene Staatsgebiet beschränkte Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien gegen das Prinzip der Warenverkehrsfreiheit verstoßen, war Gegenstand der Rechtssachen Ålands Vindkraft AB (C-573/12) sowie Essent (C-204/12 bis C-208/12). Beim sogenannten Åland-Fall erzeugte das Unternehmen Ålands Vindkraft AB auf der zum finnischen Staatsgebiet gehörenden Insel Åland mit Windenergieanlagen Strom, der aufgrund einer Anbindung an das schwedische Netz größtenteils nach Schweden übertragen wurde. Gegen die Ablehnung seines Antrags zur Zulassung zum schwedischen EE-Zertifikatesystem¹²⁸ ging das Unternehmen verwaltungsgerichtlich vor, sodass ein Vorabentscheidungsverfahren zur Vereinbarkeit dieser Ablehnung mit dem Prinzip des freien Warenverkehrs an den EuGH weitergeleitet wurde. Der EuGH kam daraufhin zur Entscheidung, dass zwar eine Einschränkung der Warenverkehrsfreiheit vorliegt, diese jedoch aus Gründen des Allgemeininteresses gerechtfertigt ist.¹²⁹ Somit steht es den betreffenden Mitgliedstaaten weiterhin frei, im Ausland erzeugten EE-Strom von nationalen Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen auszuschließen. Eine „Pflicht“ zur unbegrenzten Öffnung nationaler EE-Fördermechanismen für ausländische Erzeuger hätte zahlreiche der in Kapitel 2 dargestellten Effekte zur Folge haben können, insbesondere massive Verteilungswirkungen. Darüber hinaus hätte eine „erzwungene“, umfassende Öffnung nationaler Refinanzierungssysteme der Richtlinie 2009/28/EG¹³⁰ teilweise widersprochen und darüber hinaus wesentliche Fragen hinsichtlich der Lastenteilung bei der Transformation des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems aufgeworfen.

Des Weiteren ist der Einfluss des Beihilferechts auf die Ausgestaltung von EE-Fördersystemen im Allgemeinen und grenzüberschreitende FEE-Kooperationen im Speziellen zu berücksichtigen. Auch wenn nationale Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen für Erneuerbare Energien eine

¹²⁷ Siehe dazu den Unterabschnitt „Kompetenzgrundlage für die Energiewirtschaft“ im Anhang.

¹²⁸ Vgl. dazu auch Informationskasten 2.

¹²⁹ Vgl. EuGH C-573/12 – Entsch. v. 01.07.2014.

¹³⁰ Auf die Richtlinie 2009/28/EG (sogenannte EE-Richtlinie) wurde bereits zuvor mehrfach eingegangen. Sie sieht vor, dass die Mitgliedstaaten verbindliche EE-Ziele entweder mithilfe von Förderregelungen (die auch auf das eigene Staatsgebiet beschränkt sein können) oder unter Rückgriff auf die in Art. 6, 7 sowie 11 beschriebenen „Kooperationsmechanismen“ erreichen müssen.

staatliche Beihilfe darstellen, kann diese gerechtfertigt sein, sofern sie unter die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) fällt. Ist dies nicht der Fall, ist es dennoch möglich, dass die Kommission in einer Prüfung auf Basis der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien¹³¹ eine Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt feststellt. Somit bestimmen die Beihilfeleitlinien, welche Ausgestaltungsformen mitgliedstaatlicher EE-Förderinstrumente mit hoher Wahrscheinlichkeit im Rahmen eines Beihilfeprüfverfahrens durch die Kommission genehmigt werden und beeinflussen demnach zumindest indirekt das Design dieser Instrumente. Grundsätzlich sehen die Beihilfeleitlinien vor, dass ab dem Jahr 2016 Beihilfen „als Prämie zusätzlich zu dem Marktpreis gewährt“ werden müssen und eine Direktvermarktung des erzeugten EE-Stroms zu erfolgen hat.¹³² Ab dem Jahr 2017 sollen technologieneutrale Ausschreibungen als Mechanismus zur Bestimmung der Vergütungshöhe und der Zubau- bzw. Mengensteuerung verwendet werden.¹³³ Hinsichtlich dieser sehr detaillierten Vorgaben sind zwar jeweils verschiedene Ausnahmetatbestände definiert,¹³⁴ die unter anderem dazu führen, dass technologiespezifische Ausschreibungen weiterhin relativ leicht gerechtfertigt werden können und Anlagen bis zu einer bestimmten Leistung jeweils ausgenommen sind, dennoch engen die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien den Spielraum der Mitgliedstaaten deutlich ein und können zumindest mittel- bis langfristig zu einer gewissen Harmonisierung der Ausgestaltung nationaler Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen führen. Darüber hinaus kündigt die Kommission in den Leitlinien an, dass sie Förderregelungen, „die auch anderen EWR-Staaten und den Vertragsparteien des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft offenstehen, positiv bewerten“ wird.¹³⁵ Folglich kann aus mitgliedstaatlicher Sicht mit einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation zusätzlich der Nutzen verbunden sein, Transaktionskosten im Rahmen des Beihilfeprüfverfahrens und der Abstimmung mit der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission zu reduzieren.¹³⁶

Hinsichtlich der Möglichkeiten opportunistischen Verhaltens im Rahmen grenzüberschreitender Kooperationen im Energiesektor ist der Energiecharta-Vertrag (EnCV) vom 17.12.1994 von großer Bedeutung. Dieser auf der Energiecharta von 1991 aufbauende Vertrag enthält unter anderem ein multilaterales Investitionsschutzabkommen, welches ausländischen Investoren den Rechtsweg zu internationalen Schiedsgerichten eröffnet. Dies gilt auch für den Fall, dass alle Beteiligten EU-Mitgliedstaaten sind bzw. dort ihren Sitz haben und/oder kein expliziter Schiedsvertrag zwischen dem Investor und dem Staat, welcher den EnCV unterzeichnet hat, geschlossen wurde.¹³⁷ Darüber hinaus enthält der EnCV Bestimmungen, die Enteignungen bzw. „Maßnahmen gleicher Wirkung“ sehr

¹³¹ Vgl. Mitteilung der Kommission vom 28.06.2014 zu Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. 2014/C 200/01.

¹³² Vgl. ebenda, Rn. 124.

¹³³ Vgl. ebenda, Rn. 126.

¹³⁴ Vgl. ebenda, Rn. 125 ff.

¹³⁵ Vgl. ebenda, Rn. 122.

¹³⁶ Derartige Transaktionskosten, die infolge des Mehrebenensystems entstehen, wurden in Kapitel 2 aufgrund der getroffenen Annahmen nicht berücksichtigt. In Abschnitt 2.1 wurde zunächst von der supranationalen Ebene abstrahiert und die Analyse berücksichtigte lediglich die Effekte bi- bzw. multilateraler Verhandlungen auf staatlicher Ebene. In Abschnitt 2.2.2 wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass die supranationale Ebene über sämtliche Kompetenzen verfügt, die für die entsprechenden regulatorischen Vorgaben notwendig sind.

¹³⁷ Siehe dazu den Unterabschnitt „EnCV“ im Anhang sowie die dortige Zitation.

enge Grenzen setzen, was auch steuerrechtliche Regelungen explizit einbezieht.¹³⁸ Insofern bietet der EnCV die Möglichkeit, gegen einen Teil der in Kapitel 2 beispielhaft genannten opportunistischen Handlungen im Kontext grenzüberschreitender FEE-Kooperationen rechtlich vorzugehen. Dies zeigt sich derzeit exemplarisch an den zahlreichen Schiedsgerichtsverfahren, in denen private Investoren auf Basis des EnCV gegen die nachträgliche Anpassung der Vergütungen im Rahmen des spanischen Refinanzierungsmechanismus für PV-Anlagen klagen.¹³⁹ Die Möglichkeit, in derartigen Fällen internationale Schiedsgerichte anzurufen, kann einigen Formen opportunistischen Verhaltens entgegenwirken und positive Auswirkungen auf die Investitionssicherheit haben. Jedoch ist aus staatlicher Perspektive zu beachten, dass bei FEE-Kooperationen weiterhin vielfältige Opportunismuspotentiale verbleiben (beispielsweise im Zuge von Veränderungen des technischen Systems). Zudem geht mit Investitionsschutzabkommen de facto immer auch ein gewisser Flexibilitäts- bzw. Souveränitätsverlust einher, der insbesondere in äußerst dynamischen Sektoren von Nachteil sein kann.

3.4 Beurteilung von FEE-Kooperationen aus nationaler Perspektive

An dieser Stelle wird nun abschließend dargestellt, was die Analyseergebnisse für einen EU-Mitgliedstaat bedeuten bzw. welche Schlussfolgerungen sich hinsichtlich der Handlungen eines nationalen Regulierers¹⁴⁰ ergeben. In diesem Zusammenhang stellt sich außerdem die Frage, wie bzw. inwiefern ein nationaler Regulierer Nutzen und Kosten einer FEE-Kooperation beurteilen kann.

Generell ist ein grenzüberschreitender FEE-Zubau aus nationaler Perspektive immer dann vorteilhaft, wenn dieser dazu beiträgt, die jeweiligen politischen Ziele besser zu erreichen. So wirkt sich eine FEE-Kooperation positiv auf die Kosteneffizienz aus, sobald die individuellen Produktionskostensparnisse eines Staates größer sind als die für ihn damit verbundene Transaktionskostensteigerung. Dabei sollte auch die intertemporale Entwicklung dieser Kosten beachtet werden, da die Produktionskostenvorteile einer FEE-Kooperation mit dem Anteil von FEE-Strom im europäischen Elektrizitätssystem ansteigen können. Zudem kann sich die Höhe der Transaktionskosten abhängig vom weiteren Verlauf des europäischen Integrationsprozesses im Zeitablauf verändern. Neben den Effekten auf die Kosteneffizienz sind auch die Auswirkungen auf die weiteren nationalen Ziele relevant. Während das der Analyse in Kapitel 2 zugrunde liegende Zielsystem zusätzlich noch ein Dekarbonisierungsziel beinhaltete, können in der Realität diverse weitere Aspekte wie beispielsweise industriepolitische Interessen eine wichtige Rolle spielen. Unter Berücksichtigung des Erreichungsgrads aller Ziele kann der nationale Regulierer letztlich eine Abwägung der Vor- und

¹³⁸ Vgl. Art. 13 sowie Art. 21 Abs. 5 EnCV.

¹³⁹ Siehe GLOBAL ARBITRATION NEWS, abgerufen im Internet am 04.11.2015 unter <http://globalarbitrationnews.com/rising-number-of-arbitration-procedures-against-the-government-of-spain-involving-investments-in-renewable-energy-2015-04-07/>.

¹⁴⁰ Der Begriff „Regulierer“ wird im Rahmen dieses Arbeitspapiers im weiten ökonomischen Sinne verwendet und bezeichnet einen Akteur, der die Kompetenz besitzt, den nationalen institutionellen Rahmen zu gestalten, zu implementieren und auch dessen Einhaltung zu kontrollieren. Abhängig vom konkreten Fall wird diese Aufgabe in der Realität von verschiedenen Akteuren der Bereiche Legislative, Exekutive und Judikative übernommen. Entgegen der im allgemeinen Sprachgebrauch geläufigen Verwendung, bei der der Begriff „Regulierer“ eine nationale Regulierungsbehörde bezeichnet, liegt hier eine abstrakte Definition zugrunde, die jedoch u. a. auch Ministerien und die ihnen nachgeordneten Behörden umfasst.

Nachteile einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation treffen. Sollen dabei sämtliche Effekte gegeneinander abgewogen werden, ist ein sehr hoher Wissensstand des Regulierers notwendig.

Vor allem benötigt der Regulierer einen umfangreichen Wissensstand in Bezug auf die in Kapitel 2 als relevant identifizierten Parameter (Produktionskostensenkungspotentiale, Verteilungseffekte etc.) und deren (wahrscheinliche) Entwicklung, sofern er die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Erreichung der nationalen Ziele einschätzen möchte. Dies schließt unter anderem auch genaue Kenntnisse der Funktionsweise des technischen Systems, geplanter Investitionsprojekte, energiepolitischer Strategien von Nachbarstaaten, der verschiedenen institutionellen und geografischen Rahmenbedingungen sowie weiterer Einflussfaktoren auf jene Parameter ein. Ein Teil des benötigten Wissens wird sich dabei zu moderaten Kosten generieren lassen. Dies kann vor allem hinsichtlich der Produktionskostenvorteile der Fall sein. Auch wenn der Regulierer selbst nicht über das notwendige Know-how für quantitative Untersuchungen, die sich mit den Auswirkungen eines räumlich optimierten (F)EE-Zubaus auf die Produktionskosten befassen, verfügt, kann er zumindest verschiedene dritte Akteure mit entsprechenden Modellierungen beauftragen.¹⁴¹ Eine Einschätzung der Transaktionskosteneffekte ist hingegen mit den zuvor dargestellten Herausforderungen verbunden und erfordert in der Regel sehr umfangreiche Ressourcen.

Da der Aufbau von Wissen mitunter mit hohen Kosten verbunden sein kann, stellt sich im konkreten Fall (insbesondere bei einem sehr geringen Wissensstand des Regulierers) auch die Frage, ob sich der Aufbau des für eine umfassende Folgenabschätzung notwendigen Wissens überhaupt positiv auf die Kosteneffizienz auswirkt. Beispielsweise wäre es in einer Situation, in der die Kosten eines entsprechenden Wissensaufbaus die drohenden negativen Verteilungswirkungen einer FEE-Kooperation um ein Vielfaches übersteigen, fraglich, ob dieses Wissen aufgebaut werden sollte. Allerdings lässt sich der Umfang der im Rahmen einer FEE-Kooperation möglichen Verteilungswirkungen trivialerweise nur bestimmen, sofern eben ein gewisses Mindestmaß an Wissen vorliegt.¹⁴² So wird eine „blinde Kooperation“, in der sich ein nationaler Regulierer mit sehr geringem Wissensstand zu einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit entschließt, stets mit Risiken behaftet sein. Dies lässt den Aufbau eines Wissensstands, der zumindest eine Einschätzung der Relevanz der in Kapitel 2 dargelegten Effekte ermöglicht, als sinnvolle Maßnahme erscheinen.

Sofern der Regulierer beabsichtigt, seinen Wissensstand zu erhöhen, existieren grundsätzlich mehrere Wege, dies zu erreichen. Neben der Möglichkeit, selbst detaillierte Analysen vorzunehmen oder diese gegebenenfalls auch durch Dritte (z. B. aus dem Wissenschaftsbereich) durchführen zu

¹⁴¹ Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben wurde, ist bei einigen quantitativen Arbeiten fraglich, inwiefern diese für eine Einschätzung der Produktionskostenvorteile hilfreich sind. Aus diesem Grund können weitere Modellierungen erforderlich sein. Sofern derartige oder ähnliche Aufgaben auch langfristig anfallen, kann es sinnvoll sein, das dafür notwendige Know-how beim Regulierer aufzubauen.

¹⁴² In simplen Fällen kann es beispielsweise möglich sein, durch empirische Beobachtungen oder einfache quantitative Modelle einen Eindruck des ungefähren Umfangs der Verteilungseffekte zu gewinnen, ohne dass das Wissen für eine detaillierte Bewertung des Einzelfalls vorhanden sein muss. Dies ist jedoch keineswegs in allen Konstellationen gegeben.

lassen,¹⁴³ kann alternativ auch im Zuge der praktischen Umsetzung von „Pilotkooperationen“ Wissen aufgebaut werden. Letzteres wird derzeit von Deutschland sowie einigen weiteren europäischen Staaten angestrebt.¹⁴⁴ Solche Kooperationsprojekte können einerseits hinsichtlich ihres Umfangs beschränkt sein (beispielsweise auf einen Anteil der jährlichen Zubaumenge) und andererseits besteht die Möglichkeit, dass eine regionale Begrenzung (z. B. in Abhängigkeit der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität) erfolgt. Mit diesem Vorgehen sollen gemäß dem Prinzip „learning by doing“ wichtige Informationen (z. B. Identifikation besonders relevanter Umweltbedingungen oder Informationen bzgl. des Verhaltens des Kooperationspartners) gewonnen sowie prozedurales Know-how (u. a. hinsichtlich Verhandlungsführung, Vertragsgestaltung und -überwachung) aufgebaut werden. Darüber hinaus sollen „Pilotkooperationen“ auch dazu beitragen, gegenseitiges Vertrauen aufzubauen und Verhandlungsergebnisse zu erzielen, auf die man sich bei künftigen Kooperationen stützen kann. Dabei wird jedoch die Unsicherheit hinsichtlich der schwer kontrahierbaren Verteilungseffekte in Kauf genommen.¹⁴⁵ Fraglich bleibt bei begrenzten „Pilotkooperationen“ außerdem, inwiefern sich die beobachteten Effekte (bzw. gewonnenen Informationen) auf eine darauf folgende, umfangreichere FEE-Kooperation übertragen lassen. So besteht beispielsweise die Möglichkeit, dass sich einige Effekte im technischen System erst bei einer signifikanten Erhöhung der grenzüberschreitend installierten Erzeugungskapazität einstellen.¹⁴⁶

Informationskasten 3: Grenzüberschreitende FEE-Ausschreibungen im Rahmen des EEG

Im „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ findet sich seit der Novellierung 2014 in § 2 Abs. 6 die Vorgabe, dass Ausschreibungen spätestens ab dem Jahr 2017 „in einem Umfang von mindestens 5 Prozent der jährlich neu installierten Leistung europaweit geöffnet“ werden sollen, sofern die in Satz 1 bis 3 aufgeführten Bedingungen erfüllt sind. Danach muss erstens eine völkerrechtliche Vereinbarung vorliegen, die die Verwendung der durch die Richtlinie 2009/28/EG eingeführten „Kooperationsmechanismen“ vorsieht. Zweitens soll die Förderung nach dem Prinzip der Gegenseitigkeit erfolgen. Drittens muss der „physikalische Import des Stroms“ nachgewiesen werden können.

Diese Bedingungen werden in § 88 Abs. 2 EEG aufgegriffen, teilweise aber auch abweichend dargestellt. So wird unter Nummer 1c nicht mehr vom „physikalischen Import des Stroms“ gesprochen, sondern es soll stattdessen sichergestellt werden, dass „die tatsächliche Auswirkung des in der Anlage erzeugten Stroms auf das deutsche Stromnetz oder auf den deutschen Strommarkt vergleichbar ist zu der Auswirkung, die der Strom bei einer Einspeisung im Bundesgebiet hätte“. Abgesehen von der Tatsache, dass die Bedingung eines „physikalischen Imports“ viel restriktiver ist

¹⁴³ Beispielsweise können auf Basis der Funktionsweise des technischen Systems grundlegende Wirkungszusammenhänge dargestellt werden oder auch mithilfe empirischer Beobachtungen Muster identifiziert und daraus Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

¹⁴⁴ Siehe auch Informationskasten 3.

¹⁴⁵ Bei Kooperationen von stark begrenztem Umfang können die resultierenden Verteilungswirkungen jedoch mitunter relativ gering sein, sodass die Risiken in diesen Fällen begrenzt sind.

¹⁴⁶ Zudem kann eine „Pilotkooperation“ auch hinsichtlich ihrer vertrauensfördernden Wirkung bzw. des Lernpotentials in Bezug auf das Verhalten des Kooperationspartners deutlich eingeschränkt sein. Zum einen dürfte opportunistisches Verhalten aufgrund des häufig begrenzten Umfangs einer „Pilotkooperation“ mit geringen Gewinnen verbunden und somit eher unwahrscheinlich sein. Zum anderen erfolgen „Pilotkooperationen“ in der Regel nur kurze Zeit vor der Etablierung einer umfangreicheren Kooperation, sodass das Ausmaß eines eventuellen opportunistischen Verhaltens zum Zeitpunkt der Kooperationsentscheidung kaum absehbar sein wird.

als die unter § 88 Abs. 2 Nr. 1c zu findende Vorgabe der „vergleichbaren Auswirkung“, ist zu beachten, dass beide Bedingungen nur in sehr seltenen Fällen bzw. unter sehr speziellen Voraussetzungen erfüllt werden können. Sofern man die Vorgabe „vergleichbarer Auswirkungen“ so interpretiert, dass eine im Ausland errichtete FEE-Anlage den Kraftwerkseinsatz in Deutschland so beeinflussen soll, als wenn sie sich auf dem Bundesgebiet befände,¹⁴⁷ lässt sich dies nur in zwei Fällen gewährleisten: Wie die Analysen in Kapitel 2 gezeigt haben, ist entweder eine Sticheitung und somit ein Anschluss an das deutsche Netz notwendig oder es erfolgt ein Zubau in einem Staat, zu dem dauerhaft und langfristig keine Engpässe an den Grenzkuppelstellen vorliegen. Da zum einen die Sticheitungslösung mit den in Abschnitt 2.1.4.2.2 beschriebenen Nachteilen verbunden ist und zum anderen begrenzte Interkonnektorenkapazitäten derzeit in der EU die Regel darstellen, erscheint die Gewährleistung eines „physikalischen Imports“ oder „vergleichbarer Auswirkungen“ folglich sehr schwierig oder zumindest nicht auf Dauer möglich.

Als weitere Anforderung wird in § 88 Abs. 2 Nr. 1d EEG der Abschluss eines völkerrechtlichen Vertrags oder eines entsprechenden Verwaltungsabkommens aufgeführt, welcher „einer angemessenen Kosten- und Nutzenverteilung zwischen Deutschland und dem anderen Mitgliedstaat“ Rechnung tragen soll. Sofern die resultierenden Verteilungseffekte in diesem Rahmen berücksichtigt werden sollen, sind die in Kapitel 2 ausgiebig erläuterten Kontrahierungsprobleme von wesentlicher Bedeutung.

Zuvor wurde ebenfalls erläutert, dass die Verteilungswirkungen einer FEE-Kooperation eine Begründung für Beschränkungen hinsichtlich der maximalen grenzüberschreitend errichteten Erzeugungsleistung sowie des Standorts der FEE-Anlagen darstellen können. Dementsprechende Überlegungen spielten für den Regulierer auch beim EEG 2014 eine Rolle. Erstens hat das Beihilfehauptprüfverfahren des EEG 2014 (SA.38632)¹⁴⁸ maßgeblich zur fünfprozentigen Öffnung der Ausschreibungen für Projekte aus anderen Mitgliedstaaten beigetragen und stellt somit eine wesentliche Motivation zur Internationalisierung des EEG 2014 dar. Zweitens zeigt sich in § 95 Nr. 6 EEG, dass der Regulierer eine Mengenbeschränkung für unbedingt notwendig erachtet. Dort heißt es, dass „durch die Einführung dieses Systems eine unbegrenzte Pflicht zur finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien, der außerhalb des Bundesgebiets erzeugt worden ist, nicht begründet werden darf.“

Voraussichtlich erfolgen sollen die ersten Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2014 für ausländische FEE-Projekte bereits im Jahr 2016. So ist eine Öffnung der Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Grundlage der Verordnungsermächtigung im EEG 2014 möglich. Es ist geplant, dass die entsprechende Verordnung im Frühjahr 2016 in Kraft tritt, damit Ausschreibungsrunden mit internationaler Beteiligung noch bis Ende 2016 durchgeführt werden können.¹⁴⁹ Die permanente fünfprozentige Öffnung der FEE-Ausschreibungen erfolgt dann ab dem Jahr 2017.

¹⁴⁷ In der Begründung des EEG 2014 wird von einem „vergleichbaren energiewirtschaftlichen Effekt“ gesprochen, der „zum Umbau der Energieversorgung in Deutschland“ beitragen soll. Dies spricht dafür, dass der Fokus des Regulierers in diesem Fall vor allem auf dem nationalen Dispatch liegt. Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 170.

¹⁴⁸ Vgl. Europäische Kommission C (2014) 5081 endg., Beschl. v. 23.07.2014, Rn. 334-336.

¹⁴⁹ Vgl. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (2015, S. 3).

4 Zusammenfassung und Fazit

In diesem Arbeitspapier wurden die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Kooperation beim FEE-Zubau auf die Erreichung bestimmter nationaler Ziele mithilfe eines qualitativen Modells analysiert und anschließend ausführlich diskutiert. Dabei zeigte sich, dass weder der Einfluss von FEE-Kooperationen auf das Dekarbonisierungs- noch auf das Kosteneffizienzziel verallgemeinernd ermittelt werden kann, sondern jeweils von der Ausprägung verschiedener Rahmenbedingungen bestimmt wird. So kann ein grenzüberschreitender FEE-Zubau in Abhängigkeit der Kraftwerksparks in den kooperierenden Staaten entweder zu höheren oder niedrigeren Emissionssenkungen führen als bei einem nationalen Zubau der FEE-Anlagen. Da die verwendeten Erzeugungstechnologien und somit auch die Emissionsintensität der Stromerzeugung zwischen den EU-Mitgliedstaaten stark variieren, kommt diesem Aspekt bei FEE-Kooperationen innerhalb Europas eine hohe Bedeutung zu.

Auch die Auswirkungen einer FEE-Kooperation auf die Kosteneffizienz sind sehr komplex und müssen daher einzelfallbasiert untersucht werden. Selbst wenn man den Resultaten vorliegender quantitativer Studien folgt und davon ausgeht, dass die Produktionskosten aus Systemperspektive (welche von weit mehr als nur der Dargebotsverfügbarkeit bestimmt werden) durch eine FEE-Kooperation sinken, sagt dies noch nichts darüber aus, ob dieser Kostenvorteil letztlich nicht doch von den im Rahmen der Kooperation entstehenden Transaktionskosten überkompensiert wird. Ursächlich für hohe Transaktionskosten sind vor allem Kontrahierungsprobleme, die mit der hohen Dynamik des europäischen Elektrizitätssektors (bzw. der Umweltunsicherheit) zusammenhängen.

So können mit einer grenzüberschreitenden FEE-Zusammenarbeit umfangreiche Verteilungswirkungen einhergehen, die erstens aus nationaler Perspektive nachteilig sein können und zweitens ex ante schwer zu prognostizieren sind. Neben einigen lokalen Verteilungseffekten (wie z. B. Renten für die Eigentümer der Flächen am Anlagenstandort oder regionalen Arbeitsmarkteffekten) sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Verteilungswirkungen aufgrund einer Beeinflussung des Dispatchs relevant. Sofern an den Grenzkuppelstellen zeitweise Engpässe vorliegen (was in der EU immer noch die Regel darstellt), führt ein grenzüberschreitender FEE-Zubau zwangsläufig zu einer Dispatchbeeinflussung. Dies bedeutet auch, dass die in § 2 Abs. 6 EEG enthaltene Bedingung des „physikalischen Stromimports“ lediglich durch eine Stickleitungsanbindung an das inländische Netz zu erfüllen ist, zumindest wenn man diese Bedingung so interpretiert, dass die Wirkungen von grenzüberschreitend errichteten FEE-Anlagen identisch mit denen inländischer Anlagen sein sollen. Allerdings dürfte eine Stickleitungsanbindung nur in wenigen Fällen wirtschaftlich sinnvoll sein. Auch eine physische Zurückhaltung der Interkonnektorenkapazität zur Beeinflussung der Verteilungseffekte erscheint bei näherer Betrachtung wenig zielführend, um eine Senkung der Transaktionskosten zu erreichen.

Letztlich werden Kooperationsverträge beim grenzüberschreitenden FEE-Zubau in Europa immer nur einen Teil der resultierenden Verteilungseffekte berücksichtigen können und daher stets unvollständig sein, was Möglichkeiten zu opportunistischem Verhalten eröffnet. Vor diesem Hintergrund muss beispielsweise auch der Aspekt gesehen werden, dass der Zugriff des Regulierers auf die grenzüberschreitend zugebauten FEE-Anlagen, infolge von deren Standort auf fremdem Staatsgebiet, stark eingeschränkt sein wird. Dies kann unerwünschte Verteilungswirkungen für die Konsumenten

jenen Staates haben, der die FEE-Anlagen grenzüberschreitend refinanziert. Bei einigen Formen opportunistischen Verhaltens (z. B. bei einer Anlagenbesteuerung seitens des Standortstaates vor dem Ende des Förderzeitraums) existiert jedoch im aktuellen institutionellen Rahmen die Möglichkeit, diese Fälle auf Grundlage des EnCV vor ein internationales Schiedsgericht zu bringen und sich somit gegen eine (partielle) Enteignung oder Maßnahmen gleicher Wirkung zu schützen.

Trotz des Rechtswegs, den der EnCV eröffnet, verbleiben vielfältige Opportunismuspotentiale, sodass eine FEE-Kooperation immer mit gewissen Risiken verbunden sein wird. Aus diesem Grund ist es vorteilhaft, wenn der nationale Regulierer über das notwendige Wissen verfügt, um diese Risiken einschätzen zu können. So ist neben der genauen Kenntnis des technischen Systems unter anderem auch eine Berücksichtigung des Verhaltens des Kooperationspartners von Bedeutung. Hinsichtlich des unsicheren Verhaltens des Kooperationspartners sind es Aspekte wie dessen hohe Reputation, homogene energiepolitische Zielsetzungen sowie ein sicheres Investitionsumfeld mit stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen, die diese Unsicherheit deutlich reduzieren können. Angesichts der (anzunehmenden) unterschiedlich stark ausgeprägten Verhaltensunsicherheit (bzw. zwischenstaatlichen Beziehungen) und der variierenden Interkonnektorenkapazitäten innerhalb Europas können regionale sowie quantitative Beschränkungen des FEE-Zubaus im Rahmen einer grenzüberschreitenden Kooperation sinnvoll sein.

Wie zuvor gezeigt wurde, können die Transaktionskosten, die mit einer FEE-Kooperation einhergehen, deren Etablierung und somit der Realisierung von Produktionskostenvorteilen entgegenstehen. Deshalb wurden verschiedene Möglichkeiten zur Transaktionskostenreduktion untersucht. Beispielsweise könnten supranationale Regeln die Verteilung von einigen der mit einer FEE-Kooperation verbundenen Kosten und Nutzen zwingend vorgeben und dadurch den Verhandlungsspielraum der kooperierenden Staaten einengen. Dies würde einerseits zu kürzeren dezentralen Verhandlungen und folglich auch zu geringeren Transaktionskosten an dieser Stelle führen. Andererseits sind damit auch potentielle Nachteile (z. B. geringe Möglichkeiten zur Berücksichtigung der speziellen Gegebenheiten des Einzelfalls) verbunden, die sich abhängig von der konkreten supranationalen Regelsetzung mehr oder weniger stark auswirken und daher gegebenenfalls auch kostensteigernd wirken können. Darüber hinaus ist zu beachten, ob die supranationale Ebene über die notwendigen Kompetenzen verfügt, für die Mitgliedstaaten bindende Verteilungsregeln festzulegen. So existiert auf dem Gebiet der europäischen Energiepolitik eine komplexe Kompetenzverteilung zwischen den Mitgliedstaaten und dem europäischen Gesetzgeber, sodass Anpassungen des institutionellen Rahmens stets auf ihre Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht zu untersuchen sind.

Obwohl der EuGH im sogenannten Åland-Fall entschieden hat, dass im Ausland produzierter (F)EE-Strom von nationalen Refinanzierungsmechanismen ausgeschlossen werden kann, ist der Einfluss der supranationalen Ebene auf die Entscheidung über die Etablierung einer FEE-Kooperation und auf die Ausgestaltung der nationalen Fördersysteme teilweise sehr weitreichend. Am deutlichsten tritt dies im Rahmen des europäischen Beihilferechts zutage. Zusätzlich zur Festlegung, welche Ausgestaltungsformen mitgliedstaatlicher Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismen als mit dem Binnenmarkt vereinbar erachtet werden, enthalten die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien die Ankündigung, dass die Kommission die grenzüberschreitende Ausgestaltung nationaler

Fördermechanismen positiv bewertet wird. Es ist davon auszugehen, dass die Vorteile, die im Rahmen eines Beihilfeprüfverfahrens aus einer (partiellen) Öffnung nationaler Refinanzierungsmechanismen erwachsen, von den Mitgliedstaaten zur Kenntnis genommen und in die Abwägung der Nutzen und Kosten einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation zumindest einbezogen werden.

Geht man davon aus, dass die Entscheidung über die Etablierung einer grenzüberschreitenden FEE-Kooperation weiterhin primär auf staatlicher und weniger auf europäischer Ebene getroffen wird, stellt sich dem nationalen Regulierer letztendlich jene Frage nach den positiven und negativen Auswirkungen der Kooperation auf die Erreichung der jeweiligen nationalen Ziele. Wenn die Effekte einer FEE-Kooperation vorrausichtlich für die nationale Zielerreichung förderlich sind, sollte aus nationaler Perspektive natürlich eine Umsetzung dieser Zusammenarbeit angestrebt werden. Gesetzt den Fall, dass eine FEE-Kooperation in der kurzen Frist mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht profitabel wäre, sollten jedoch darüber hinausgehende intertemporale Aspekte berücksichtigt werden. So kann es durchaus sein, dass ein Staat trotz aktuell geringer Produktionskostenvorteile langfristig auf FEE-Kooperationen angewiesen sein wird, um einen für die Zukunft angestrebten Dekarbonisierungsgrad kostengünstig erreichen zu können. In Abhängigkeit des (zukünftigen) Beitrags einer FEE-Kooperation zur nationalen Zielerreichung könnten auch die Ressourcen bemessen werden, die der nationale Regulierer zu deren Realisierung einsetzt.

Einen weiteren essentiellen Punkt stellt der Umgang mit den sich zwangsläufig im Rahmen einer FEE-Kooperation ergebenden Verteilungseffekten dar. Unter der Annahme, dass sich die Verteilungswirkungen zwischen den Mitgliedstaaten über die verschiedenen Sektoren und Politikfelder der EU hinweg langfristig in gewissem Maße ausgleichen und durch umfassende Kooperation ein Nettogewinn für alle Staaten realisierbar ist, kann es durchaus sinnvoll erscheinen, eine Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten in allen europäischen Sektoren anzustreben, in denen so grundsätzlich Kostensenkungspotentiale realisierbar sind. Aus mitgliedstaatlicher Perspektive lassen sich dadurch die zuvor dargestellten Risiken jedoch nicht gänzlich eliminieren. So kann ein Staat vor dem Hintergrund des variierenden Umfangs der europäischen Koordination in anderen Sektoren (und den diesbezüglichen Differenzen zwischen den Mitgliedstaaten) nicht zwangsläufig davon ausgehen, dass nachteilige Verteilungswirkungen in einem Sektor durch Vorteile in einem anderen Sektor aufgewogen werden. Außerdem ist zu beachten, dass die Bereitstellungsentscheidungen im Energiesektor (insbesondere in Hinblick auf den Einsatz bestimmter Erzeugungstechnologien) in vielen Fällen Ausdruck nationaler Präferenzen sind: Eine Ausweitung internationaler Kooperationen (oder die Abgabe von Kompetenzen an die supranationale Ebene) reduziert stets die nationalen Einflussmöglichkeiten auf die Erreichung der eigenen energiepolitischen Ziele.

Sollten grenzüberschreitende Kooperationen beim FEE-Zubau zukünftig an Bedeutung gewinnen und verstärkt etabliert werden, ergeben sich aufgrund der Interdependenzen im europäischen Elektrizitätsversorgungssystem weitere Fragestellungen, die ebenfalls Gegenstand der Forschung in diesem Bereich sein sollten. Erstens würde ein vermehrt grenzüberschreitender FEE-Zubau eine Erhöhung der Interkonnektorenkapazitäten in Europa erfordern. Diesbezüglich stellen sich dann Fragen hinsichtlich des angestrebten Umfangs der Interkonnektion der verschiedenen EU-Mitgliedstaaten sowie der damit verbundenen Verteilungseffekte bzw. der Auswirkungen auf nationale energiepolitische Entscheidungen. Zweitens müssen in einem auf Erneuerbaren Energien

basierenden europäischen Elektrizitätsversorgungssystem ausreichend Flexibilitätsoptionen – vor allem auch in Form von steuerbarer Erzeugung und Speichern – vorgehalten werden. Mit zunehmenden Interkonnektorenkapazitäten stellen sich dann auch in diesem Bereich Fragen in Hinblick auf die Kostensenkungspotentiale einer europäisch koordinierten Bereitstellung dieser Anlagen. Dabei sind neben den erneut auftretenden Verteilungseffekten unter anderem auch die Auswirkungen auf die nationale Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

Anhang: Vertiefende rechtswissenschaftliche Betrachtung des institutionellen Rahmens in der Europäischen Union mit Bezug zu FEE-Kooperationen

In Abschnitt 3.3 wurde der institutionelle Rahmen in der Europäischen Union in Hinblick auf die Förderung Erneuerbarer Energien stark verkürzt dargestellt, um die für FEE-Kooperationen relevanten Rahmenbedingungen vereinfachend aufzuzeigen und zu diskutieren. Dieser Anhang bietet aus rechtswissenschaftlicher Perspektive eine vertiefende und umfassendere Auseinandersetzung mit dem institutionellen Rahmen.

Grundlagen der Kompetenzverteilung und Kompetenzausübung

Generell wird die Kompetenzverteilung zwischen den Mitgliedstaaten und der EU durch den Grundsatz der begrenzten Einzelermächtigung und die Kompetenzausübung der EU durch den Verhältnismäßigkeitsgrundsatz und das Subsidiaritätsprinzip bestimmt, vgl. Art. 5 Abs. 1 EUV.

Der Grundsatz der begrenzten Einzelermächtigung hat weitreichenden Einfluss darauf, ob die EU überhaupt tätig werden kann: Nach Art. 5 Abs. 1 S. 1, Abs. 2 EUV wird die EU nur innerhalb der ihr durch die Verträge übertragenen Grenzen tätig, alle anderen Zuständigkeiten verbleiben bei den Mitgliedstaaten.¹⁵⁰ Das europäische Primärrecht beinhaltet weder im EUV noch im AEUV einen Kompetenzkatalog zur Identifikation dieser Grenzen. In Art. 2 AEUV finden sich aber verschiedene Zuständigkeitskategorien (ausschließliche und geteilte Zuständigkeit sowie Koordinierungs- und Ergänzungsmaßnahmen), denen durch Art. 3, 4 und 6 AEUV bestimmte Politik- und Sachbereiche zugewiesen sind. Für die geteilte Zuständigkeit gilt, dass die Mitgliedstaaten ihre Zuständigkeit verlieren, wenn die EU von der Ihren Gebrauch macht. Diese primärrechtliche Sperrwirkung hat nicht nur zur Folge, dass die Mitgliedstaaten nicht mehr handeln dürfen, sondern auch, dass bestehendes nationales Recht, auch wenn es in Einklang mit dem EU-Recht steht, insoweit unanwendbar ist.¹⁵¹ Allerdings ist die Reichweite einer Sperrwirkung für mitgliedstaatliche Maßnahmen abhängig vom konkreten Umfang der Zuständigkeit, die wiederum nach Art. 2 Abs. 6 AEUV aus den jeweiligen kompetenzbegründenden Vertragsbestimmungen der einzelnen Bereiche folgt und daher im Einzelfall eingehend zu prüfen ist. Folglich ist bei Maßnahmen, die auf geteilter Zuständigkeit ruhen, die Regelungsabsicht des europäischen Gesetzgebers dahingehend zu eruieren, inwieweit welcher Bereich abschließend geregelt werden sollte.¹⁵² Darüber hinaus kann eine „Entsperrung“ gem. Art. 2 Abs. 2 S. 3 AEUV dann in Betracht kommen, wenn die EU von ihren Zuständigkeiten keinen

¹⁵⁰ Vgl. VEDDER / HEINTSCHEL VON HEINEGG (2012, Art. 5 EUV, Rn. 12).

¹⁵¹ Ausnahmen sieht Art. 4 Abs. 3 und 4 AEUV für bestimmte Bereiche vor, in denen die Mitgliedstaaten weiter tätig werden dürfen (parallele Zuständigkeiten).

¹⁵² Vgl. GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014a, Art. 4 AEUV, Rn. 8); siehe auch: Protokoll Nr. 25 über die Ausübung der geteilten Zuständigkeiten zum Vertrag von Lissabon: „Ist die Union in einem bestimmten Bereich im Sinne des Artikels 2 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union betreffend die geteilte Zuständigkeit tätig geworden, so erstreckt sich die Ausübung der Zuständigkeit nur auf die durch den entsprechenden Rechtsakt der Union geregelten Elemente und nicht auf den gesamten Bereich.“

Gebrauch mehr macht.¹⁵³ Gem. Art. 2 Abs. 5 AEUV verbleiben die in ergänzender Zuständigkeit der EU befindlichen Sachbereiche dagegen in grundsätzlicher bzw. primärer Regelungsermächtigung der Mitgliedstaaten. Auch wenn folglich keine Sperrwirkung für mitgliedstaatliche Maßnahmen besteht, wird aus dem Anwendungsvorrang des Unionsrechts und dem Grundsatz der Unionstreue (Art. 4 Abs. 3 EUV) eine Pflicht der Mitgliedstaaten abgeleitet, nicht gegen Maßnahmen der Union zu verstoßen und ihre Effektivität nicht in Frage zu stellen.¹⁵⁴ Eine Harmonisierung der nationalen Rechtsvorschriften ist nach Art. 2 Abs. 5 UAbs. 2 AEUV hier aber ausdrücklich ausgeschlossen.

Wird die EU im Rahmen geteilter oder ergänzender Kompetenzen tätig, muss sie zunächst zwingend den Subsidiaritätsgrundsatz gem. Art. 5 Abs. 1 S. 2, Abs. 3 EUV beachten. Nach diesem Grundsatz darf sie nur tätig werden, sofern und soweit sich die Ziele der in Betracht gezogenen Maßnahmen wegen ihres Umfangs oder ihrer Wirkungen auf ihrer „höheren“ Ebene besser verwirklichen lassen als auf mitgliedstaatlicher Ebene. Die nationalen Parlamente können die Einhaltung des Subsidiaritätsgrundsatz überprüfen, vgl. Art. 5 Abs. 3 UAbs. 2 S. 2 EUV.¹⁵⁵ Der Subsidiaritätsgrundsatz ist justizierbar.¹⁵⁶ Er betrifft ebenso wie auch der allgemeine Rechtsgrundsatz der Verhältnismäßigkeit die mögliche Regelungstiefe europäischer Vorgaben. Letzterer ist gem. Art. 5 Abs. 4 EUV bei allen legislativen und exekutiven Maßnahmen zu beachten. Der Europäische Gerichtshof (im Folgenden: EuGH) zieht in seiner Rechtsprechung zur Verhältnismäßigkeit dabei regelmäßig die aus der deutschen Verfassungsdogmatik bekannten Prüfungskriterien der Geeignetheit, Erforderlichkeit und Angemessenheit der gewählten Maßnahmen heran.¹⁵⁷

Kompetenzgrundlage für die Energiewirtschaft

Durch den Rückgriff auf andere Kompetenzen entstand zwar bereits vor dem Lissaboner Vertrag ein fragmentarischer Rechtskorpus der „Europäischen Energiepolitik“,¹⁵⁸ eine einheitliche primärrechtliche Kompetenzgrundlage¹⁵⁹ wurde aber erst mit Art. 194 AEUV („Energiepolitische Ziele“) geschaffen. Neben dieser Kompetenznorm bleiben allerdings nach wie vor auch die „indirekten Energiekompetenzgrundlagen“¹⁶⁰ wie beispielsweise Art. 114 AEUV (Binnenmarkt) oder Art. 192 (Umwelt) grundsätzlich anwendbar. Art. 194 Abs. 1 AEUV verbürgt die sektorenspezifischen Zielsetzungen „Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts“ (1), „Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union“ (2), „Förderung der Energieeffizienz und von

¹⁵³ Das ist der Fall, wenn die Unionsorgane beschließen, einen Gesetzgebungsakt aufzuheben. Daneben kann der Rat die Kommission auf Initiative eines oder mehrerer seiner Mitglieder gem. Artikel 241 AEUV auffordern, Vorschläge für die Aufhebung eines Gesetzgebungsakts zu unterbreiten. Siehe Erklärung Nr. 18 zur Abgrenzung der Zuständigkeiten zur Schlussakte der Regierungskonferenz.

¹⁵⁴ Vgl. CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 2 AEUV Rn. 26).

¹⁵⁵ Die Einzelheiten sind in den Protokollen Nr. 1 (Protokoll über die nationalen Parlamente) und 2 (Subsidiaritätsprotokoll) zum Lissabonner Vertrag niedergelegt.

¹⁵⁶ Vgl. BLANKE / BÖTTNER, in: NIEDOBITEK (2014, Rn. 256).

¹⁵⁷ Vgl. EuGH, Rs. 40/72, Slg. 1973, 125, Rn. 14 – Schroeder / Deutschland; GA REISCHL, Schlussantr. zu EuGH, Rs. 276/80, Slg. 1982, 517, Ziff. 1 – Padana / Kommission; EuG, T-390/08, v. 14.10.2009, Rn. 66 – Bank Melli Iran / Rat.

¹⁵⁸ Vgl. GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014b, Art. 194 AEUV Rn. 2 ff.); ähnl. KAHL (2009, S. 601, 609).

¹⁵⁹ Vgl. dazu statt vieler: CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 194 EUV Rn. 9).

¹⁶⁰ Vgl. KAHL (2009, S. 601, 616 f.).

Energieeinsparung sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen“ (3) und „Förderung der Interkonnektion der Energienetze“ (4).

Grundsätzlich befindet sich die Energiepolitik gem. Art. 4 Abs. 2 lit. a), e), h), i) AEUV in geteilter Zuständigkeit der EU und der Mitgliedstaaten. Wie weit die Kompetenzen im Ergebnis reichen, bedarf nach dem oben gesagten allerdings einer differenzierten Erörterung: Entscheidend für die verbleibenden Spielräume der Mitgliedstaaten ist, ob sich die Regelungsabsicht des europäischen Gesetzgebers darauf erstreckt, den betroffenen Sachbereich abschließend zu regeln, Art. 2 Abs. 6 AEUV.¹⁶¹ Dies kann für Art. 194 Abs. 1 a) AEUV – Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts – und Art. 194 Abs. 1 b) AEUV – Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit – unterstellt werden, ist aber bei Art. 194 Abs. 1 c) AEUV – Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen – und bei Art. 194 Abs. 1 d) AEUV – Förderung der Interkonnektion der Energienetze – aufgrund der Formulierung und der beabsichtigten Wirkung wohl nicht der Fall, sodass diese Maßnahmen ihrer Wirkung nach den ergänzenden Zuständigkeiten zuzurechnen sind.¹⁶² Daher bewirkt die primärrechtliche Sperrwirkung nur für die in Art. 194 Abs. 1 a) und b) AEUV geregelten Materien, dass bei einem Handeln der EU den Mitgliedstaaten jegliches Handeln versagt ist. Bei den Bereichen, die nach Auslegung der ergänzenden Zuständigkeit der EU zuzurechnen sind – Art. 194 Abs. 1 c) und d) AEUV – besteht dagegen nur eine Pflicht der Mitgliedstaaten zur Zurückhaltung, die aus dem Anwendungsvorrang des Unionsrechts und dem Grundsatz der Unionstreue folgt; eine Vollharmonisierung darf jedoch nicht einsetzen.¹⁶³

Daneben gibt Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV Bereiche vor, die der Regelung durch den europäischen Gesetzgeber entzogen sind (materielle Kompetenzgrenze).¹⁶⁴ Die hier benannten Bereiche – Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen (1.), Wahl des Mitgliedstaats zwischen verschiedenen Energiequellen (2.) und die allgemeine nationalstaatliche Struktur der Energieversorgung (3.) – darf die EU jedenfalls nicht auf Grundlage der Energiekompetenz gem. Art. 194 AEUV regeln.¹⁶⁵ Da jedoch gerade für die Förderung Erneuerbarer Energien als Kompetenztitel nicht allein Art. 194 AEUV (Energie), sondern daneben auch Art. 192 AEUV (Umwelt) in Betracht kommt, ist der Geltungsgehalt des Vorbehalts in Bezug auf die Förderung von Erneuerbaren Energien unklar.¹⁶⁶ Sieht man Art. 194 AEUV als nur für die „Entwicklung neuer und

¹⁶¹ Vgl. GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014a, Art. 4 AEUV, Rn. 7).

¹⁶² Vgl. CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 194 EUV Rn. 23).

¹⁶³ Vgl. ebenda (Art. 2 AEUV Rn. 26).

¹⁶⁴ Vgl. BINGS, in: STREINZ (2012, Art. 194 Rn. 40); GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014a, Art. 192 AEUV Rn. 68 m.w.N.); CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 194 AEUV Rn. 28 u. Art. 192 AEUV Rn. 28 m.w.N.); offen dagegen: EHRICKE / HACKLÄNDER (2008, S. 579, 599); BREIER, in: LENZ / BORCHARDT (2012, Art. 192 AEUV, Rn. 7); EPINEY (2013, S. 58, 60); KÄLLER, in: SCHWARZE ET AL. (2012, Art. 175 EGV, Rn. 18); i.E. LEHNERT / VOLLPRECHT (2009, S. 307, 309); PERNICE, in: RENGELING (1993, S. 105, 110); grundlegend: BRICHE (1997, S. 23 ff.).

¹⁶⁵ Eine Erheblichkeitsschwelle, unterhalb derer die europäische Rechtsetzung doch Einfluss auf die benannten Gebiete haben kann, soll dabei nach überzeugender Auffassung nicht gelten, vgl. RODI, in: VEDDER / HEINTSCHEL VON HEINEGG (2012, Art. 194 AEUV Rn. 13).

¹⁶⁶ Vgl. KAHL (2009, S. 601, 618 f.).

erneuerbarer Energiequellen“ einschlägig, nicht aber für deren Förderung,¹⁶⁷ so wäre auf den wesentlich unbeschränkteren Art. 192 AEUV als Kompetenztitel für die FEE-Förderung abzustellen.

Für die Kompetenzverteilung gilt also: Einige, insbesondere die in Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV aufgezählten Bereiche, sind den Mitgliedstaaten grundsätzlich zur Regelung vorbehalten, viele Aspekte der Energiepolitik stehen aber in weiten Teilen dem Zugriff des europäischen Gesetzgebers offen. Dazu zählen nach Art. 192 AEUV insbesondere auch Belange der Umweltpolitik.

Sonstige Regelungen des Primärrechts von Bedeutung

Zwar sind Energie- und umweltpolitische Ziele in den Art. 3 Abs. 3 EUV und Art. 11 AEUV verbürgt. Als programmatische bzw. querschnittsartige Vorschriften sind diese Normen allerdings eher von abstrakter Natur und entfalten nur sehr begrenzt verpflichtende Wirkung.¹⁶⁸

Von gewichtiger Bedeutung für staatliche Kooperationen im Bereich Erneuerbarer Energien sind dagegen Art. 30 und Art. 110 AEUV.¹⁶⁹ Diese Vorschriften spezifizieren das Diskriminierungsverbot in Hinblick auf Zölle und Abgaben für aus dem Ausland eingeführte Waren. In Bezug auf eingeführten Strom können diese Grenzen insbesondere tangiert werden, wenn im Ausland produzierter Strom aus Erneuerbaren Energien mit einer zu Zwecken der EE-Förderung erhobenen Umlage belastet wird, ohne diese Förderung selbst zu erhalten.¹⁷⁰

Des Weiteren enthält das strikte Verbot von mengenmäßigen Beschränkungen zwischen den Mitgliedstaaten („Warenverkehrsfreiheit“) in Art. 34 AEUV bedeutsame Grenzen für die Ausgestaltung nationaler Regelungen, die durch die Rechtfertigungsmöglichkeiten des Art. 36 AEUV relativiert werden. Für die Exklusivität nationaler Fördersysteme gegenüber der ausländischen Energiewirtschaft sind diese Vorgaben von besonderer Relevanz. Augenscheinlich wurde dies zuletzt im sogenannten Åland-Fall.

Åland-Fall

Das Stromnetz der Åland-Inselgruppe war vor der jüngst erfolgten Inbetriebnahme einer 158 km langen HGÜ-Leitung zum finnischen Festland lange Zeit mit dem schwedischen Stromnetz verbunden, obwohl die Inseln zum finnischen Hoheitsgebiet zählen. Das Unternehmen Ålands Vindkraft AB, beantragte für Windenergieanlagen auf Åland die Zulassung zum schwedisch-norwegischen Zertifikatesystem,¹⁷¹ das allerdings, wie derzeit noch alle europäischen EE-Fördersysteme,¹⁷² Anlagen im Ausland ausschließt. Gegen die Ablehnung der schwedischen Behörden ging die Ålands

¹⁶⁷ Vgl. KAHL (2009, S. 601, 618 f.), der Art. 192 AEUV als vor allem aus systematischen Gründen einschlägige Kompetenznorm in Sachen FEE-Förderung sieht.

¹⁶⁸ TERHECHTE, in: GRABITZ / HILF / NETTESHEIM (2014b, Art. 3 EUV Rn. 28 m.w.N.); CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 11 AEUV Rn. 10); EPINEY (1995, S. 497, 502).

¹⁶⁹ Vgl. Europäische Kommission C (2014) 5081 endg., Beschl. v. 23.07.2014, Rn. 329 ff.; im Einklang mit: EuGH C-206/06 – Entsch. v. 17.07.2008, Rn. 59 ff.

¹⁷⁰ Dazu und auch zur Vorgabe der Kommission, angesichts dessen, die nationalen Fördersysteme für Importstrom zu öffnen – was durch § 2 Abs. 6 EEG im Ansatz Umsetzung gefunden hat (vgl. auch Informationskasten 3) – siehe eingehender: KAHLES / PAUSE (2015, S. 776, 777).

¹⁷¹ Vgl. dazu auch Informationskasten 2.

¹⁷² Aktuell beabsichtigen jedoch mehrere Mitgliedstaaten eine Öffnung der nationalen Fördersysteme. Vgl. Kapitel 1 sowie KAHLES / PAUSE (2015, S. 776 f.) (unter Verweis auf MÜNCHMEYER (2015, S. 140)).

Vindkraft AB verwaltungsgerichtlich vor. Durch ein Vorabentscheidungsersuchen wurde die Rechtsfrage zur Beantwortung an den EuGH weitergeleitet. Zur Vorlagefrage: „Kann ein nationales Unterstützungssystem im Ausland produzierten Strom ausschließen? Oder stellt eine derartige Regulierung einen Bruch des freien Güter- und Warenverkehrs, wie er im Europäischen Vertrag definiert ist, dar?“ nahm der EuGH mit seiner Entscheidung am 01.07.2014 wie folgt Stellung: Den EU-Mitgliedstaaten steht es auch im Angesicht von Art. 2 Abs. 2 Buchst. k und Art. 3 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28 frei, im Ausland produzierten Strom von ihren Fördersystemen auszuschließen.¹⁷³ Zur Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit wird unter Verweis auf die sogenannte PreussenElektra-Entscheidung¹⁷⁴ des EuGH auf die insoweit mögliche Rechtfertigung eines tatbestandlichen Verstoßes durch zwingende Erfordernisse des Umweltschutzes verwiesen, da die vermehrte Nutzung von EE zugleich den Schutz der Gesundheit und des Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen, der in Art. 36 AEUV unter den Gründen des Allgemeininteresses aufgeführt ist, bewirke.¹⁷⁵ Da keine Harmonisierung der nationalen Regelungen zur Förderung grünen Stroms bestehe, sei es den Mitgliedstaaten grundsätzlich frei überlassen, nur die in ihrem Hoheitsgebiet stattfindende Erzeugung von grünem Strom zu fördern.¹⁷⁶

Anhand des Rechtsstreits der Ålands Vindkraft AB lässt sich damit gut das Problemfeld skizzieren, das durch exklusiv nationale EE-Fördersysteme hervorgerufen wird. Die europarechtliche Abwägung räumt hier dem mitgliedstaatlichen Recht auf autonome Bestimmung über die Nutzung der eigenen Energiequellen Vorrang ein.

Beihilfenrecht

Eine weitere, im Zusammenhang mit nationalen EE-Fördersystemen vordergründige Frage betrifft deren grundsätzliche Zulässigkeit vor dem Hintergrund des europäischen Beihilferechts. Ob eine Maßnahme eine staatliche Beihilfe darstellt, bemisst sich nach dem Tatbestand des Artikels 107 Absatz 1 AEUV anhand folgender Kriterien: Die Maßnahme muss dem Staat zuzurechnen sein und aus staatlichen Mitteln finanziert werden, sie muss bestimmte Unternehmen oder Wirtschaftszweige begünstigen, sodass der Wettbewerb verfälscht wird oder verfälscht zu werden droht, und sie muss geeignet sein, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

Auch Fördersysteme für Erneuerbare Energien müssen sich grundsätzlich an dieser Maßgabe messen lassen. Dass jede gezielte Förderung den Strommarkt verzerrt, liegt nahe. Das weitere Tatbestandsmerkmal Begünstigung umfasst nicht nur positive Leistungen, sondern auch grundsätzlich jede Form der Belastungsminderungen, mithin jede Gewährung eines Vorteils.¹⁷⁷ Auch dies dürfte für viele Konstellationen angenommen werden können. Entscheidend für die Beurteilung grenzübergreifender Förderung wird regelmäßig die Frage der „Finanzierung aus staatlichen Mitteln“ sein. Dieses Tatbestandsmerkmal ist grundsätzlich weit zu verstehen, sodass eine zurechenbare

¹⁷³ Vgl. EuGH C-573/12 – Entsch. v. 01.07.2014, Rn. 54.

¹⁷⁴ Vgl. EuGH C-379/98 – Entsch. v. 13.03.2001.

¹⁷⁵ Vgl. EuGH C-573/12 – Entsch. v. 01.07.2014, Rn. 80.

¹⁷⁶ Vgl. ebenda, Rn. 94.

¹⁷⁷ Vgl. Europäische Kommission, Beschl. v. 06.03.2013, S.A. 34045 (2013/C), Rn. 26.

Einflussnahme des Staates dahingehend ausreichen soll.¹⁷⁸ Die aktuellen Ausführungen der Kommission zum Beihilfeverfahren hinsichtlich des deutschen EEG unterstreichen diesbezüglich, dass auch Umlagesysteme ohne hoheitlich verwaltete Mittel das Tatbestandsmerkmal erfüllen.¹⁷⁹

Eine tatbestandliche Beihilfe kann jedoch gem. Art. 107 Abs. 2 oder Abs. 3 AEUV gerechtfertigt sein, sodass die Maßnahmen dennoch mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Dies ist jedenfalls zu konstatieren, soweit die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)¹⁸⁰ einschlägig ist. Die AGVO ist 2014 auf Grundlage des Art. 108 Abs. 4 AEUV novelliert worden und enthält zwölf verschiedene Beihilfengruppen, die als per se mit dem Binnenmarkt vereinbar erklärt werden. Für EE-Fördersysteme kommen dabei Art. 42 und Art. 43 AGVO in Betracht, die allerdings klar auf Ausschreibungssysteme fokussiert sind. Unter den dort beschriebenen Bedingungen können auf Grundlage von Ausschreibungen gewährte Förderungen also nach der AGVO gerechtfertigt sein.

Lässt sich eine Maßnahme nicht einer Gruppe der AGVO zuordnen, kann eine Prüfung durch die Kommission dennoch die Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt nach den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien¹⁸¹ zum Ergebnis haben. Die in den Leitlinien unter Punkt 3.3 getroffenen Regelungen für die Förderung Erneuerbarer Energien verzichten noch bis zum 1.1.2017 auf das Erfordernis von Ausschreibungen. Schon ab 2016 müssen alle neuen Regelungen jedoch unter anderem zwingend die Voraussetzung erfüllen, dass die Beihilfe als Prämie zusätzlich zu den jeweils generierten Markterlösen gewährt wird.¹⁸² Vorgesehen ist demnach auch eine Direktvermarktung des geförderten EE-Stroms. Zudem gilt für die aktuelle Übergangsphase 2015-2016, dass die Beihilfen für mindestens 5 % der neu errichteten EE-Kapazität im Rahmen einer Ausschreibung gewährt müssen. Ausnahmen von der ab 2017 geltenden Ausschreibungspflicht sind nur in engem Rahmen vorgesehen etwa um ein höheres Förderniveau infolge mangelnder Wettbewerbsintensität oder geringe Projektrealisierungsquoten aufgrund von drohender Unterbietung zu vermeiden. Darüber hinaus sind Erzeugungskapazitäten mit geringer Leistung (< 1 MW; außer Windenergieanlagen) und Demonstrationsprojekte ebenfalls von einer Ausschreibungspflicht ausgenommen.¹⁸³ Die Ausschreibung kann dabei technologiespezifisch erfolgen, sofern dies beispielsweise der Nutzung des längerfristigen Potenzials einer neuen Technologie, der notwendigen Diversifizierung der Erzeugung oder der Netzstabilität dient.¹⁸⁴

Das europäische Beihilferecht setzt einer Rechtfertigung von EE-Förderungen mithin hohe Hürden. Insofern kommt einer expliziten Ankündigung der Kommission zur Öffnung nationaler Fördersysteme große Bedeutung zu: Bei der Abwägung, ob eine Beihilfe letztlich gerechtfertigt werden kann, wird in

¹⁷⁸ Vgl. CREMER in: CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 107 AEUV Rn. 27 ff.).

¹⁷⁹ Vgl. Europäische Kommission, Beschl. v. 06.03.2013, S.A. 34045 (2013/C), Rn. 48 ff.

¹⁸⁰ Vgl. Europäische Kommission C (2014) 5081 endg., Beschl. v. 23.07.2014, Rn. 176 ff.

¹⁸¹ Vgl. Mitteilung der Kommission vom 28.06.2014 zu Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABI. Nr. 2014/C 200/01.

¹⁸² Vgl. ebenda, Rn. 124.

¹⁸³ Bei Windenergieanlagen gelten als Grenzwert „eine installierte Stromerzeugungskapazität von 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten.“ Vgl. ebenda, Rn. 127.

¹⁸⁴ Vgl. ebenda, Rn. 126.

jedem Fall positiv gewertet, falls die fragliche Regelung auch anderen EWR-Staaten und den Vertragsparteien des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft offensteht.¹⁸⁵

Sekundärrecht in Bezug auf zwischenstaatliche FEE-Kooperationen

Bedeutsam für die in diesem Arbeitspapier untersuchten Fragestellungen ist in erster Linie die Richtlinie 2009/28/EG.¹⁸⁶ Von Interesse sind dabei insbesondere die Art. 6, 7 und 11 der Richtlinie. Diese Vorschriften ermöglichen ein kooperatives Zusammenwirken der Staaten bei der Erreichung der verbindlichen nationalen Gesamtziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch.¹⁸⁷ Damit ist ein – bislang allerdings kaum genutzter¹⁸⁸ – Rahmen für die Zusammenarbeit von Staaten in der Förderung Erneuerbaren Energien („Kooperationsmechanismen“) auf dem europäischen Ausbaupfad vorskizziert. Umzusetzen sind die konkreten Kooperationen in völkerrechtlichen Vereinbarungen.

Art. 6 der Richtlinie erlaubt statistische Transfers zur Erfüllung der nationalen Quoten. Diese Möglichkeit zur Bilanzierung betrifft die Anerkennung von Teilüberschreibungen ausländischer EE-Produktion ohne dass konkrete Kraftwerke oder Strommengen im physikalischen Sinn in Bezug genommen werden.¹⁸⁹ Art. 7 der Richtlinie betrifft gemeinsame Projekte im Einzelfall und macht für diese nur wenige inhaltliche Vorgaben. Erwähnenswert ist, dass die Kommission auch die zur Energieerzeugungsanlage gehörige Infrastruktur zum Projektvolumen und damit zum gemeinsam förderfähigen Gegenstand rechnet.¹⁹⁰ Die Möglichkeit der standardisierten Anrechnung gemeinsamer Projekte vereinfacht die punktuelle Öffnung nationaler Fördersysteme; sie bietet gerade für Ausschreibesysteme einen geeigneten Ansatzpunkt für graduelle Öffnungen.¹⁹¹ Art. 11 der Richtlinie betrifft die europäische Handhabung vollständig oder teilweise (vgl. Art. 11 Abs. 1 S. a.E.) gemeinsamer Förderregelungen, deren Einführung hohe Koordinationserfordernisse birgt. Für den gesamten Bereich überstaatlicher Investitionen im Energiesektor ist über den Energiecharta-Vertrag (im Folgenden EnCV) ein Rechtsweg bei internationalen Schiedsgerichten vorgezeichnet. Gemeinsam mit anderen Investitionsschutzabkommen, die auch regelmäßig eigene Schiedsgerichtsklauseln beinhalten, macht insbesondere dieses Abkommen das Investitionsschutzrecht im Energiebereich justiziabel.¹⁹²

¹⁸⁵ Vgl. ebenda, Rn. 122.

¹⁸⁶ Vgl. Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

¹⁸⁷ Siehe Anhang I der Richtlinie 2009/28/EG.

¹⁸⁸ Vgl. Kapitel 1 sowie Europäische Kommission, Guidance on the use of renewable energy cooperation mechanisms, SWD (2013) 440 final, Begleitdokument zur Mitteilung C (2013) 7243 endg., Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen v. 05.11.2013, S. 4.

¹⁸⁹ Vgl. ebenda, S. 5 f.

¹⁹⁰ Vgl. Europäische Kommission, SEC (2011) 131 final, S. 8.

¹⁹¹ Vgl. KAHLES / PAUSE (2015, S. 776, 779).

¹⁹² Vgl. DÄUPER / VOß (2015, S. 3).

EnCV

Der EnCV vom 17.12.1994 ist ein gemischtes Abkommen zwischen Union, Mitgliedstaaten und Drittstaaten, das 1998 mit dem Ziel, die langfristige Zusammenarbeit im Energiesektor zu fördern (Art. 2 EnCV) in Kraft trat.¹⁹³ Der Vertrag baut auf der Energiecharta von 1991 auf und beinhaltet einerseits ein internationales Handelsabkommen, dessen Tragweite allerdings durch den zwischenzeitlichen Beitritt der meisten Vertragsstaaten zur WTO sehr begrenzt ist, und andererseits ein faktisch wesentlich bedeutsameres multilaterales Investitionsschutzabkommen.¹⁹⁴ Die Regelungen zum staatenübergreifenden Schutz von Investitionen im Energiesektor in den Art. 10 ff. EnCV sind dabei an die gängige Ausgestaltung bilateraler Investitionsschutzabkommen angelehnt.¹⁹⁵ Die materiellen Schutzstandards des Vertrags orientieren sich dabei an den Maximen der Inländerbehandlung und der Meistbegünstigung. In der Konsequenz darf laut EnCV daher ein Unternehmen ausländischer Investoren in keiner Weise anders behandelt werden, als ein inländisches.¹⁹⁶ Von besonderer Bedeutung für den Investitionsschutz ist der Schutz vor indirekten Enteignungen („Maßnahmen gleicher Wirkung“) gem. Art. 13 EnCV. Die Reichweite des Begriffes ist zwar umstritten,¹⁹⁷ eine weite Auslegung ist jedoch angesichts des ausdrücklichen Einbezugs steuerrechtlicher Regelungen in Art. 21 Abs. 5 EnCV wohl angezeigt.

Zum Rechtsschutz für diese Standards findet sich zunächst eine bedeutsame Regelung in Art. 10 Abs. 1 S. 5 EnCV. Nach dieser Inkorporationsvorschrift sind alle vertraglichen Verpflichtungen des Gastlandes gegenüber einem ausländischen Investor automatisch auch Verpflichtungen aus dem EnCV, was zur Konsequenz hat, dass der Weg zum Schiedsverfahren nach dem Vertrag offen steht.¹⁹⁸ Ergänzend eröffnet Art. 26 Abs. 1 EnCV für alle Investoren die Möglichkeit, ein internationales Schiedsgericht anzurufen, - und zwar auch dann, wenn kein besonderer Schiedsvertrag mit dem Gaststaat geschlossen wurde.¹⁹⁹ Eine diesbezüglich gewichtige Grenze formuliert einzig Art. 1 Nr. 6 S. 3 EnCV: Die Investition muss im Zusammenhang mit einer Wirtschaftstätigkeit im Energiebereich erfolgt sein. Die gemeinsame Mitgliedschaft beider Staaten in der EU begründet dagegen kein Hindernis für die Schutzberechtigung des Investors aus einem der beiden Staaten gegenüber dem anderen Staat.²⁰⁰ Prominentes Beispiel dafür ist das 2011 durch einen Vergleich beendete Verfahren der schwedischen Vattenfall AB gegen die Bundesrepublik Deutschland²⁰¹ wegen wasserrechtlichen Auflagen für den Betrieb des Kohlekraftwerks Moorburg.²⁰² Auch in Hinblick auf FEE-Fördersysteme häuft sich in jüngster Zeit die Inanspruchnahme des EnCV-Rechtsschutzes: Als Reaktion auf die

¹⁹³ Vgl. BT-Drs. 17/510, S. 1.

¹⁹⁴ Vgl. GUNDEL, in: SÄCKER (2014, Einleitung, Rn. 308).

¹⁹⁵ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 319).

¹⁹⁶ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 320).

¹⁹⁷ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 326).

¹⁹⁸ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 324).

¹⁹⁹ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 336).

²⁰⁰ Vgl. ebenda (Einleitung, Rn. 333).

²⁰¹ Vgl. VATTENFALL AB u.a. v. FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY, ICSID Case No. ARB 09/6, Award of 11. March 2011, abgerufen im Internet am 06.11.2015 unter <http://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/ita0890.pdf>.

²⁰² Siehe KRAJEWSKI (2014, S. 396, 398 f.).

nachträglichen Anpassungen der Vergütungen im Rahmen des spanischen PV-Fördersystems im Sommer 2013 strengten bis zum April 2015 schon mehr als zehn Kläger Verfahren nach dem EnCV an.²⁰³ Als ein prominentes Beispiel sei etwa die Klage der STEAG AG vom 21.01.2015 vor dem International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID) in Washington D.C. genannt.²⁰⁴

Da der EnCV ein auch die Union selbst bindendes Abkommen ist, sind die dort geregelten Standards integraler Bestandteil des Unionsrechts. Das materielle europäische Energierecht kann demnach nicht hinter dem Schutzniveau des EnCV zurückbleiben.²⁰⁵

Rechtsänderungen auf Europäischer Ebene

Wie bereits zuvor erwähnt, sind bei Anpassungen des institutionellen Rahmens in der EU auch stets die mit der politischen Durchsetzung einhergehenden Transaktionskosten zu berücksichtigen. Neben den bereits umfassend diskutierten Verteilungswirkungen werden diese vor allem durch die Rechtsänderungskosten bestimmt, deren Umfang u. a. von der anzupassenden Normenebene sowie den diesbezüglich geltenden Entscheidungsregeln abhängt.

Während die Veränderung des europäischen Primärrechts nur im Konsens aller Mitgliedstaaten zu erreichen ist, können Sekundärrechtsakte im Rahmen der zuvor beschriebenen Kompetenzen erlassen und geändert werden. Für den Energiebereich gilt dabei: Grundsätzlich werden nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV das Parlament und der Rat nach dem ordentlichen Gesetzgebungsverfahren²⁰⁶ tätig. Dem dort gewählten Begriff der Maßnahmen unterfallen neben Verordnungen und Richtlinien auch Beschlüsse, eine Einschränkung der Rechtsform ist nicht intendiert.²⁰⁷ Dem in Art. 194 Abs. 1 AEUV besonders hervorgehobenen Solidaritätsprinzip („im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten“) wird für den Bereich der Energiepolitik eine Korrekturfunktion gegenüber dem bei der Kompetenzausübung von der EU zwingend zu berücksichtigenden Subsidiaritätsprinzip beigemessen. So stelle das Solidaritätsprinzip zu einem gewissen Grad eine, wenn auch widerlegbare Vermutung dahingehend auf, dass bestimmte Ziele der energiepolitischen Maßnahmen besser auf Unionsebene als auf nationaler Ebene geregelt werden könnten.²⁰⁸

²⁰³ Siehe GLOBAL ARBITRATION NEWS, abgerufen im Internet am 04.11.2015 unter <http://globalarbitrationnews.com/rising-number-of-arbitration-procedures-against-the-government-of-spain-involving-investments-in-renewable-energy-2015-04-07/>.

²⁰⁴ Vgl. ICSID Case No. ABR/15/4 [<http://www.energycharter.org/what-we-do/dispute-settlement/investment-dispute-settlement-cases/63-steag-gmbh-v-spain/>] abgerufen im Internet am 04.11.2015.

²⁰⁵ Vgl. Europäischer Gerichtshof v. 15.03.2011, Az.: C-264/09: „Schlussanträge des Generalanwalts JÄÄSKINEN vom 15. März 2011. Europäische Kommission gegen Slowakische Republik.“, Rn. 63.

²⁰⁶ Grundsätzlich werden nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 AEUV das Parlament und der Rat gem. Art. 289 Abs. 1 i.V.m. 294 AEUV unter Anhörung des Wirtschafts- und Sozialausschusses und des Ausschusses der Regionen tätig. Im Rat findet dabei das qualifizierte Beschlussfassungsverfahren Anwendung, vgl. Art. 16 Abs. 3 EUV.

²⁰⁷ Vgl. RODI in VEDDER / HEINTSCHEL VON HEINEGG (2012, Art. 194 EUV, Rn. 9).

²⁰⁸ Vgl. CALLIESS / RUFFERT (2011, Art. 194 AEUV Rn. 26).

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (2015):** Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, abgerufen im Internet am 29.06.2015 unter http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20150227_brd_stromerzeugung1990-2014.pdf [Stand: 27.02.2015].
- Alchian, A. / Woodward, S. (1988):** The Firm is Dead, Long Live the Firm: A Review of Oliver E. Williamson's The Economic Institutions of Capitalism, in: Journal of Economic Literature, Jg. 26, Heft 1, S. 65-79.
- Beckers, T. / Hoffrichter, A. (2014):** Eine (institutionen-)ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung, in: EnWZ – Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Jg. 3, Heft 2, S. 57-63.
- Beckers, T. / Ott, R. / Hoffrichter, A. (2015):** Finanzielle Beteiligungsoptionen an FEE-Projekten im Rahmen der Energiewende, Manuskript (erstellt im Rahmen des vom BMBF geförderten Forschungsvorhabens DZ-ES).
- Booz & Co. / Newbery, D. / Strbac, G. / Pudjianto, D. / Noël, P. / LeighFisher (2013):** Benefits of an Integrated European Energy Market, Endbericht erstellt für die Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission.
- Briche, B. (1997):** Die Elektrizitätswirtschaft in der Europäischen Union: Institutionelle und materielle Aspekte, Baden-Baden.
- Brückmann, R. (2015):** Financing Renewables, Comparison of cost of capital in 28 EU member states, Präsentation am 17.06.2015 anlässlich der European Sustainable Energy Week in Brüssel, abgerufen im Internet am 29.09.2015 unter http://www.eusew.eu/upload/events/5436_20861_brckmann%20-%20dia%20core%20presentation%20brussels_20150617_final.pdf.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015):** Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Eckpunktepapier, abgerufen im Internet am 31.07.2015 unter <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-foerderung-erneuerbare-energien-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014):** Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2014 der Bundesrepublik Deutschland, gemäß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU), abgerufen im Internet am 31.07.2015 unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/nationaler-energieeffizienz-aktionsplan-2014,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010):** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, abgerufen im Internet am 03.11.2015 unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

- Callies, C. / Ruffert, M. (2011):** EUV / AEUV, Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta, Kommentar, München.
- Capros, P. / Mantzos, L. / Parousos, L. / Tasios, N. / Klaassen, G. / Van Ierland, T. (2011):** Analysis of the EU policy package on climate change and renewables; in: Energy Policy Jg. 39, S. 1476-1485.
- Coase, R. H. (1937):** The Nature of the Firm, in: *Economica*, New Series, Jg. 4, Heft 16, S. 386-405.
- Coase, R. H. (1960):** The Problem of Social Cost, in: *Journal of Law and Economics*, Jg. 3, S. 1-44.
- Däuper, O. / Voß, J. O. (2015):** Die Energiewirtschaft vor internationalen Schiedsgerichten, in: *Energie & Management* Heft 5, S. 3.
- Ehricke, U. / Hackländer, D. (2008):** Europäische Energiepolitik auf Grundlage der neuen Bestimmungen des Vertrags von Lissabon, in: *Zeitschrift für Europarechtliche Studien*, Heft 4, S. 579-600.
- Epiney, A. (1995):** Umweltrechtliche Querschnittsklausel und freier Warenverkehr: die Einbeziehung umweltpolitischer Belange über die Beschränkung der Grundfreiheit, in: *Natur und Recht* 1995, S. 497-504.
- Epiney, A. (2013):** Umweltrecht der Europäischen Union, Baden-Baden.
- Fischer, S. (2014):** Der neue EU-Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030, *Stiftung Wissenschaft und Politik Aktuell* 73, abgerufen im Internet am 14.09.2015 unter http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2014A73_fis.pdf.
- Fouquet, D. / Nysten, J. V. (2015):** Retroactive and retrospective changes and moratoria to RES support, Policy Briefing "Keep on Track 2020-Project", abgerufen im Internet am 15.09.2015 unter <http://www.keepontrack.eu/contents/publicationsbiannualnationalpolicyupdatesversions/policy-briefing6-retroactive-and-retrospective-changes-and-moratoria-to-res-support.pdf>.
- Fürsch, M. / Golling, C. / Nicolosi, M. / Wissen, R. / Lindenberger, D. (2010):** European RES-E Policy Analysis, A model-based analysis of RES-E deployment and its impact on the conventional power market, Endbericht des EWI Köln.
- Gawel, E. / Strunz, S. / Lehmann, P. (2013):** Polit-ökonomische Grenzen des Emissionshandels und ihre Implikationen für die klima- und energiepolitische Instrumentenwahl, in: *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht*, Jg. 36, Heft 4, S. 406-435.
- Geden, O. / Fischer, S. (2014):** Moving Targets, Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020, Studie der Stiftung Wissenschaft und Politik, abgerufen im Internet am 14.09.2015 unter http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2014_S01_fis_gdn.pdf.
- Grabitz, E. / Hilf, M. / Nettesheim, M. (2014a):** Das Recht der Europäischen Union, 52. EL, München.
- Grabitz, E. / Hilf, M. / Nettesheim, M. (2014b):** Das Recht der Europäischen Union, 53. EL, München.

- Gross, R. / Stern, J. / Charles, C. / Nicholls, J. / Candelise, C. / Heptonstall, P. / Greenacre, P. (2012):** On picking winners: The need for targeted support for renewable energy, ICEPT Working Paper 2012/013.
- Grubler, A. (2010):** The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing, in: Energy Policy, Jg. 38, S. 5174-5188.
- Hayek, F. A. (1945):** The use of knowledge in society, in: The American Economic Review, Jg. 35, Heft 4, S. 519-530.
- Hirschhausen, C. von / Kemfert, C. / Kunz, F. / Mendelevitch, R. (2013):** Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen, in: DIW-Wochenbericht 29/2013, S. 3-13.
- Hübner, M. / Schmidt, C. M. / Weigert, B. (2012):** Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Jg. 13, Heft 4, S. 286-307.
- Kahl, W. (2009):** Die Kompetenzen der EU in der Energiepolitik nach Lissabon, in: Europarecht, Jg. 44, Heft 5, S. 601–621.
- Kahles, M. / Pause, F. (2015):** Öffnung nationaler Fördersysteme für Strom aus erneuerbaren Energien aus anderen Mitgliedstaaten, in: Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht, Heft 20, S. 776-780.
- Klatt, J. P. (2011):** Eine institutionenökonomische Analyse von Finanzierungslösungen für die Bundesfernstraßen, Baden-Baden.
- Kost, C. / Mayer, J. / Thomsen, J. / Hartmann, N. / Senkpiel, C. / Philipps, S. / Nold, S. / Lude, S. / Schlegl, T. (2013):** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE.
- Krajewski, M. (2014):** Umweltschutz und internationales Investitionsschutzrecht am Beispiel der Vattenfall-Klagen und des Transatlantischen Handels- und Investitionsabkommens (TTIP), in: Zeitschrift für Umweltrecht, Heft 7-8, S. 387-402.
- Lehnert, W. / Vollprecht, J. (2009):** Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Heft 6, S. 307-309.
- Lenz, C.-O. / Borchardt, K. D. (2012):** EU-Verträge, Kommentar, Köln.
- Lind, A. / Rosenberg, E. (2014):** How Do Various Risk Factors Influence the Green Certificate Market of Norway and Sweden?, in: Energy Procedia, Jg. 58, S. 9-15.
- Mayer, J. / Philipps, S. / Hussein, N. / Schlegl, T. / Senkpiel, C. (2015):** Current and Future Cost of Photovoltaics, Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems, Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE im Auftrag von Agora Energiewende.
- Münchmeyer, H. (2015):** Erste Anwendungsfälle der neuen Leitlinien für Umweltschutz und Energiebeihilfen, in: EnergieRecht, Heft 4, S.140-146.

- Myerson, R. B. / Satterthwaite, M. A. (1983):** Efficient Mechanisms for Bilateral Trading, in: Journal of Economic Theory, Jg. 29, S. 265-281.
- Nash, J. F. (1950):** The bargaining problem, in: Econometrica, Jg. 18, Heft 2, S. 155-162.
- Niedobitek, M. (2014):** Europarecht - Politiken der Union, Berlin.
- Norges vassdrags- og energidirektorat / Energimyndigheten (2014):** The Norwegian-Swedish Electricity Certificate Market, Annual Report 2013, abgerufen im Internet am 28.07.2015 unter http://www.nve.no/Global/Elsertifikater/%C3%A5rsrapport/Elsertifikat%20%C3%85rsrapport%202013_publicering.pdf.
- Rangel, L. E. / L  v  que, F. (2012):** Revisiting the Cost Escalation Curse of Nuclear Power, New Lessons from the French Experience, Working Paper, Eighth Conference on the Economics of Energy Markets, Toulouse.
- Rengeling, H.-W. (1993):** Umweltschutz und andere Politiken der Europäischen Gemeinschaft, Köln.
- Resch, G. / Panzer, C. / Haas, R. / Ragwitz, M. / Held, A. / Rathmann, M. / Reece, G. / Huber, C. / Faber, T. / Morthorst, P. / Jensen, S. / Jaworski, L. / Konstantinavi  ute, I. / Pasinetti, R. / Vertin, K. (2009):** futures-e Action Plan, Deriving a Future European Policy for Renewable Electricity.
- Resch, G. / Ragwitz, M. (2010):** Quo(ta) vadis, Europe? A comparative assessment of two recent studies on the future development of renewable electricity support in Europe, RE-Shaping Report (work package 4).
- S  cker, F. J. (2014):** Energierecht, Berliner Kommentar, Band 1 (Teil 1), Frankfurt am Main.
- Schwarze, J. / Becker, U. / Hatje, A. / Schoo, J. (2012):** EU-Kommentar, Baden-Baden.
- Siemens AG (2013):** Connecting Possibilities, Scenarios for Optimizing Energy Systems, abgerufen im Internet am 31.07.2015 unter <http://w3.siemens.se/home/se/sv/energy/documents/energy-study-connecting-possibilities.pdf>.
- Söderholm, P. (2008):** The political economy of international green certificate markets, in: Energy Policy, Jg. 36, S. 2051-2062.
- Streinz, R. (2012):** EUV/AEUV, Vertrag   ber die europäische Union und Vertrag   ber die Arbeitsweise der Europäischen Union, München.
- Unteutsch, M. (2014a):** Who benefits from cooperation? - A numerical analysis of redistribution effects resulting from cooperation in European RES-E support, EWI Working Paper.
- Unteutsch, M. (2014b):** Redistribution effects resulting from cross-border cooperation in support for renewable energy, EWI Working Paper.
- Unteutsch, M. / Lindenberger, D. (2014):** Promotion of Electricity from Renewable Energy in Europe Post 2020 - The Economic Benefits of Cooperation, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 38, S. 47-64.

Vedder, C. / Heintschel von Heinegg, W. (2012): Europäisches Unionsrecht: EUV, AEUV, Grundrechte-Charta, Baden-Baden.

Weber, A. / Beckers, T. / Feuß, S. / Hirschhausen, C. v. / Hoffrichter, A. / Weber, D. (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland; Gutachten im Auftrag des Schweizerischen Bundesamtes für Energie (BfE), abgerufen im Internet am 11.08.2015 unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/weber_et_al_2014-potentiale_zur_erzielung_von_deckungsbeitraegen_fuer_pskw_in_ch-at-de.pdf.

Williamson, O. E. (1975): Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications; New York.

Williamson, O. E. (1985): The Economic Institutions of Capitalism: Firms, Markets, Relational Contracting; New York.