



JACOBS
UNIVERSITY

dena
Deutsche Energie-Agentur

Gutachten im Rahmen der
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT

Handlungsbedarfe und Weiter- entwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität

Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign

M. Buchmann, G. Brunekreeft, C. Brandstätt, M. Palovic und A. Pechan

Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität

Begleitung des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign

Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Herausgegeben von:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Bremen, Oktober 2021

Autoren:**Jacobs University Bremen**

Dr. Marius Buchmann
Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Christine Brandstät, M. Sc.
Martin Palovic, M.A.
Dr. Anna Pechan

Ansprechpartner:

Dr. Marius Buchmann
Jacobs University Bremen gGmbH
Campus Ring 1 | South Hall
28759 Bremen
Tel.: +49 (0) 421 / 200 - 4868
Fax: +49 (0) 421 / 200 - 4877
Email: m.buchmann@jacobs-university.de

www.jacobs-university.de

Zitiervorschlag:

Jacobs University Bremen (2021). *Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität*. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie *Aufbruch Klimaneutralität*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Inhaltsverzeichnis

1	Management Summary	5
2	Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen	20
3	Die Grundprinzipien des Energiemarktdesigns	22
4	Die vier zentralen Handlungsfelder im Marktdesign	27
4.1	Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern.....	29
4.1.1	Das identifizierte Problem.....	29
4.1.2	Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung.....	31
4.1.3	Exkurs CCfD	37
4.1.4	Exkurs Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor.....	44
4.1.5	Die Handlungsempfehlung zur Adressierung des regulatorischen Risikos aus dem CO ₂ -Preis	49
4.2	Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen	51
4.2.1	Das identifizierte Problem.....	52
4.2.2	Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung.....	53
4.2.3	Die Handlungsempfehlung	59
4.3	Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen	60
4.3.1	Das identifizierte Problem.....	60
4.3.2	Die Handlungsoptionen	62
4.3.3	Die Handlungsempfehlung	71
4.4	Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sektorübergreifend koordinieren	74
4.4.1	Das identifizierte Problem.....	76
4.4.2	Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung.....	77
4.4.3	Die Handlungsempfehlung	85
5	Weitere Anforderungen an und Hürden für das Marktdesign	88
5.1.1	Investitionsanreize für benötigte Kapazität	88
5.1.2	Steuerung der räumlichen Verteilung	91
5.1.3	Einbindung von Flexibilitäten	93
6	Anhang 1 - Die Multi-Kriterien-Analyse im Detail	95
	Referenzen	112

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign	5
Abbildung 2: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick	6
Abbildung 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zu Anpassungen im Marktdesign	8
Abbildung 4: Das methodische Vorgehen im Querschnittsmodul	20
Abbildung 5: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign	21
Abbildung 6: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick	28
Abbildung 7: Durchschnittliche Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger	52
Abbildung 8: Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach).	61
Abbildung 9: Output-orientierte Regulierung als gezielte Ergänzung zur Basiserlösobergrenze.	63
Abbildung 10: Übersicht der Anforderungen an das und Hürden im Marktdesign	88
Abbildung 11: Kriterienübersicht der Multi-Kriterien-Analyse	95
Abbildung 12: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 1	96
Abbildung 13: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 2	99
Abbildung 14: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 3	102
Abbildung 15: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 4	106

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zahlenbeispiel zu Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)	39
Tabelle 2: Übersicht der Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Infrastrukturaufbaus	78

1 Management Summary

Die Ergebnisse der Modellierung im Rahmen der dena Studie „Aufbruch Klimaneutralität“ zeigen einen hohen Handlungsbedarf im Regelrahmen der Energiemärkte. Dieses Gutachten, erstellt durch Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen, spezifiziert diesen Handlungsbedarf und mögliche Handlungsoptionen im Energiemarktdesign, um die Transformation zur Klimaneutralität bis 2045 durch ökonomische Instrumente zu begleiten.

Gemeinsam mit den Projektpartnern wurden die zentralen Anforderungen an das Marktdesign und die Hürden im aktuellen Regelrahmen, die einer Erfüllung dieser Anforderungen entgegenstehen, identifiziert und durch die GutachterInnen zusammengefasst. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die Anforderungen und die damit verbundenen Hürden, die es zu adressieren gilt.

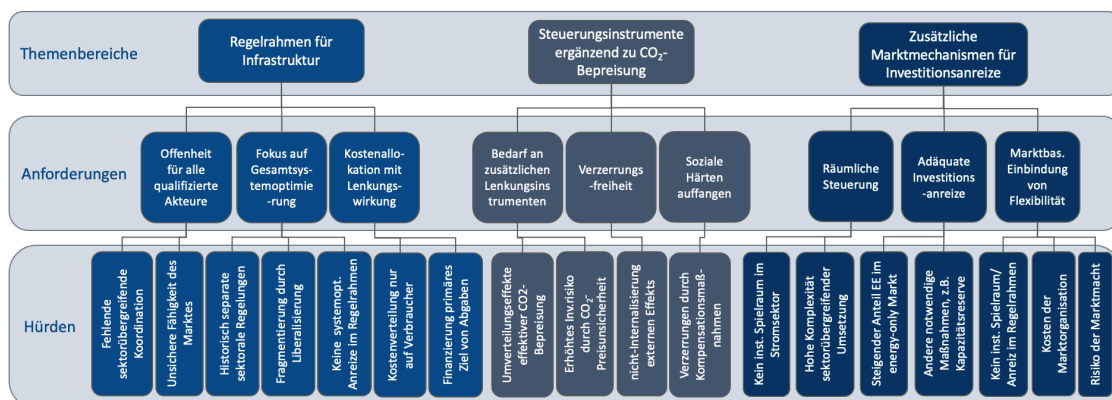


Abbildung 1: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign

Aus der Vielzahl an Hürden, die in diesem Prozess erfasst wurden, wurden gemeinsam mit den Projektpartnern die fünf prioritären Hürden identifiziert¹, die zeitnah im Energiemarktdesign angegangen werden sollten, um den Pfad Richtung Klimaneutralität bis 2045 schnellstmöglich beschreiten zu können. Diese fünf Hürden wurden im Rahmen dieses Gutachtens zu vier Handlungsfeldern zusammengefasst, zu denen jeweils mehrere Handlungsoptionen gesammelt und anhand einer Multi-Kriterien-Analyse (zwölf Kriterien) von den GutachterInnen bewertet wurden. Basierend auf den Analysen

¹ An der Priorisierung haben 51 Partner teilgenommen und die 5 priorisierten Hürden haben die höchste Zustimmung (Mehrheit) aus diesem Kreis erhalten.

wurde dann zu jedem Handlungsfeld eine Handlungsempfehlung aus Sicht der GutachterInnen entwickelt².

Grundlage eines effektiven Energiemarktdesigns ist die CO₂-Bepreisung, die als zentrales Lenkungsinstrument weiter genutzt und an die Anforderungen der Klimaneutralität angepasst werden sollte. Die vier Handlungsfelder greifen jeweils Handlungsbedarfe auf, die über die Anpassung der Rahmenbedingungen des CO₂-Preises hinausgehen bzw. diese Anpassung bereits voraussetzen. Die weitere Stärkung des CO₂-Preises ist daher fundamentaler Bestandteil des Energiemarktdesigns.

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die zentralen Handlungsfelder, die im Rahmen der Studie durch die Studienpartner priorisiert wurden und im Fokus der Analyse zum Thema Marktdesign standen. Darüber hinausgehende zentrale Anpassungsbedarfe im Marktdesign in Bezug auf Investitionsanreize für Erzeugungskapazitäten, die Steuerung der räumlichen Verteilung von Netznutzern und die Nutzung von Flexibilitätsmärkten werden in Kapitel 5 umrissen.

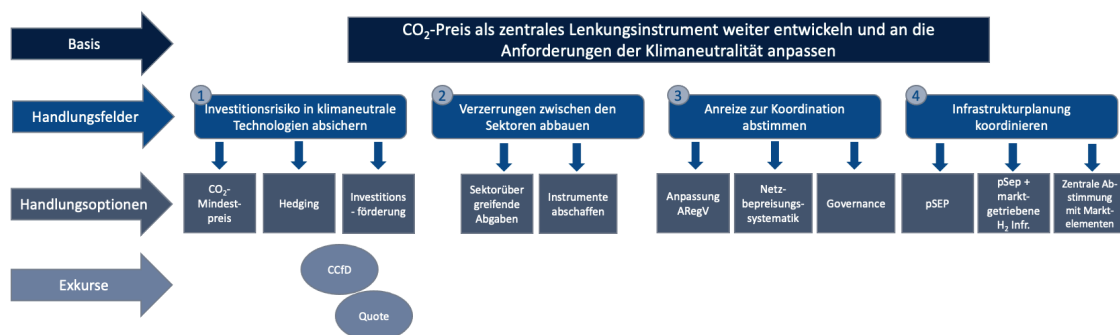


Abbildung 2: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick

Das erste Handlungsfeld greift die Herausforderung auf, dass auch bei einer effektiven CO₂-Bepreisung ein Bedarf an zusätzlichen Lenkungsinstrumenten besteht, die im Energiemarktdesign abgebildet werden sollten. Wie in Kapitel 4.1 vertiefend dargestellt wird besteht eine zentrale Herausforderung bei der CO₂-Bepreisung in der regulatorischen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Regelrahmens, der die CO₂-Preisfindung beeinflusst, so dass die Investitionsentscheidungen risikoreicher werden.

² Das vorliegende Gutachten basiert auf der Analyse der GutachterInnen und vertritt nur ihre Sichtweise. Der Partnerkreis war bei der Priorisierung der Handlungsfelder und Hürden wie dargestellt beteiligt. Zudem wurden die Ergebnisse der Analyse und die Handlungsempfehlungen vorab mit ihm diskutiert.

Gleichzeitig besteht ein Bedarf insbesondere in solchen Sektoren, in denen lange Investitionszyklen einen frühzeitigen Umstieg auf CO₂-Vemeidungstechnologien bedingen, diesen Umstieg zu ermöglichen.

Handlungsfeld 2 greift die Anforderung auf, dass Steuerungsinstrumente jenseits der CO₂-Bepreisung und deren Finanzierung so gestaltet sein sollten, dass sie nicht zu Verzerrungen zwischen den Sektoren führen. Bestehende Steuern und Umlagen im Energiesektor zielen jedoch nicht auf die Internalisierung von externen Effekten und führen daher zu eben solchen ineffizienten Verzerrungen, wie in Kapitel 4.2 weiter ausgeführt wird.

Durch den zunehmenden Bedarf die verschiedenen Versorgungssysteme im Energiesektor verstärkt zu koordinieren rückt das Thema Infrastruktur vermehrt in den Fokus der Marktdesign-Debatte. Zwei Aspekte werden dazu im Folgenden vertieft, da hier verschiedene Hürden seitens der Partner hervorgehoben wurden. So ist eine zentrale Anforderung an den Regelrahmen der Energieinfrastruktur Offenheit für alle qualifizierten Akteure sicherzustellen, so dass sich sowohl wettbewerbliche als auch regulierte Akteure an der Planung und dem Aufbau neuer Infrastruktur beteiligen können. Dabei steht insbesondere die aktuelle Debatte rund um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Fokus. Erschwert wird dies derzeit z.B. dadurch, dass der Infrastrukturaufbau nicht koordiniert über Sektorgrenzen hinweg stattfindet, sondern sektoral getrennt betrieben wird. Eine weitere Hürde ist die Unsicherheit über die Fähigkeiten des Marktes die notwendige Infrastruktur ohne einen zentralen Planungsprozess zu entwickeln. Diese Hürden werden in Handlungsfeld 4 bzw. Kapitel 4.4 dieses Gutachtens weiter vertieft.

Das Thema Infrastruktur wird zudem in Handlungsfeld 3 in Bezug auf die Gesamtsystemoptimierung (whole system approach) vertieft. Hier wird im Rahmen der Studie hervorgehoben, dass der bestehende Regelrahmen (z.B. ARegV, StromNEV, etc.) keine ausreichenden Anreize zur notwendigen infrastrukturübergreifenden Gesamtsystemoptimierung setzt. Zudem sollte sich die Allokation der Infrastrukturkosten stärker als heute an der Lenkungswirkung für die effiziente Nutzung und den Aufbau der Infrastruktur orientieren. Die bestehende Kostenverteilung zur Finanzierung der Infrastruktur im regulierten Bereich entfaltet allerdings in weiten Teilen nur eine Lenkungswirkung bei den Verbrauchern. Diese beiden Aspekte werden in Kapitel 4.3 weiter vertieft.

Im Folgenden geben wir eine Übersicht über die Handlungsempfehlungen der GutachterInnen in den vier Handlungsfeldern und fassen die Analyse anschließend jeweils kurz zusammen.

Handlungsempfehlung zur Absicherung von Investitionsrisiken

- ⇒ Nutzung von Carbon-Contracts-for-Differences (CCfD) zur Absicherung des regulatorischen Risikos aus dem CO₂-Preis und zur Förderung von neuen Technologien, insbesondere im Nachfragesektor (z.B. Industrie)
- ⇒ Prüfung weiterer Bedarfe an (technologieneutralen) Quotenmodellen zur Erreichung der Sektorziele und Absicherung der Transformation der Infrastruktur

Handlungsempfehlung zum Abbau von Verzerrungen zwischen den Sektoren

- ⇒ Abschaffung von Umlagen, die auf den Strompreis aufgeschlagen werden, sowie Strom- und Brennstoffsteuern verringern
- ⇒ CO₂-Preis und Infrastrukturabgaben bleiben bestehen

Handlungsempfehlung zur Koordination der Anreize für Infrastrukturinvestitionen

- ⇒ Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik zur Steuerung der Gesamtsystemoptimierung
- ⇒ Mittelfristig: Anpassung der ARegV um output-orientierte Regulierungskomponenten zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung

Handlungsempfehlung zur Koordination der sektorübergreifenden H₂-Infrastruktur

- ⇒ Verstärkte Einbindung von Stakeholdern in den Infrastrukturaufbau über aktive Beteiligung an der sektorübergreifenden zentralen Planung der H₂-Infrastruktur und über Technologiewettbewerb bei der Umsetzung der Planung

Abbildung 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zu Anpassungen im Marktdesign

Handlungsfeld 1: Investitionsrisiken in klimaneutrale Technologien absichern

Investitionen in CO₂-vermeidende Technologien werden im Kern durch den CO₂-Preis, der sich aus dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) als auch dem Brennstoffemissionshandel (BEHG) ergibt, beanreizt. Der Lenkungswirkung des CO₂-Preises kommt daher eine Schlüsselrolle bei der Transformation zur Klimaneutralität zu. Doch auch wenn eine Anpassung des CO₂-Preises bzw. dessen Rahmenbedingungen an das aktuelle Ambitionsniveau der Klimaneutralität bis 2045 erfolgt³, können sich weiterhin für Investoren verschiedene Risiken im Kontext des CO₂-Preises ergeben. Diese Risiken stehen etwa in Bezug zu den Fluktuationen des Preises (vgl. hierzu Kapitel 5), und insbesondere auch zu unsicheren regulatorischen Rahmenbedingungen. Letztere stehen im Fokus der Analyse in Handlungsfeld 1.

Sowohl die Rahmenbedingungen des EU ETS, als auch der bislang nationalen CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor, werden maßgeblich durch die Politik festgelegt, zumeist über Zeiträume von maximal 10 Jahren. Daher besteht eine regulatorische Unsicherheit bezgl. der Ausgestaltung des CO₂-Preises über diesen Zeitraum hinaus. Im Falle des EU ETS besteht diese Unsicherheit insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Durch die kürzlich erfolgte Ankündigung der Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2026 ist die Ausgestaltung des CO₂-Preises für diese Sektoren bereits ab diesem Zeitpunkt wieder unsicher. Für alle Investitionen, deren Lebenszyklus sich über diesen bereits geregelten Zeitraum hinaus erstreckt, besteht eine Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des CO₂-Preises, da diese Rahmenbedingungen potenziell signifikante Auswirkungen auf das zukünftige CO₂-Preisniveau haben können. Diese Unsicherheit trifft Erzeuger als auch Verbraucher gleichermaßen, wird aktuell aber insbesondere in Bezug auf die Grundstoffindustrie diskutiert, da hier zeitnah Investitionen in sehr langlebige Investitionsgüter anstehen, die einen relevanten Einfluss auf die zukünftigen CO₂-Emissionen im Industriesektor haben können.

Drei Handlungsoptionen wurden zur Adressierung des identifizierten Problems evaluiert:

1.1 Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises (national oder europaweit)

³ Was nicht nur eine entsprechende Anpassung des linearen Reduktionsfaktors (LRF), sondern auch eine Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR) impliziert

1.2 Staatliches Hedging

1.3 Technologieförderung

Basierend auf der Multi-Kriterien-Analyse zeigt sich, dass staatliches Hedging die beste Option darstellt, um das regulatorische Risiko bei (insbesondere niedrigen) CO₂-Preisen zu adressieren. Kern ist hier, dass der Staat das regulatorische Risiko übernimmt und dadurch die Finanzierungskosten von Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien reduziert. Dies kann sowohl sehr effektiv als auch effizient zu einer Reduktion des regulatorischen Risikos führen. Für die Effizienz des staatlichen Hedging ist dann besonders relevant, wie die Ausschreibungen zur Identifikation der Investitionen ausgestaltet werden. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass neben dem regulatorischen Risiko weitere Herausforderungen bei vielen CO₂-Vermeidungstechnologien bestehen, die nicht durch das staatliche Hedging mit adressiert werden. Dies betrifft insbesondere die höheren Investitionskosten in solche Vermeidungstechnologien, die noch wenig erprobt und erst vor der Markteinführung stehen. Ein staatliches Hedging des regulatorischen Risikos allein wird nicht umfänglich sicherstellen können, dass es zu einer Einführung dieser neuen CO₂-Vermeidungstechnologien kommt. Hier liegt dann der klassische Anwendungsfall von Technologieförderung vor.

Technologieförderung kann zwar auch das regulatorische Risiko effektiv reduzieren, sie kann aber zu potenziellen Ineffizienzen führen, da eine hohe Informationsasymmetrie zwischen Staat und Investoren besteht und es so zu einem ineffizienten Niveau (zu hoch oder zu niedrig) von Förderung kommt und die Lenkungswirkung des CO₂-Preises durch die Förderung überlagert wird. Daher erscheint die Kombination von staatlichem Hedging zur Reduktion der regulatorischen Unsicherheit mit Technologieförderung zur Überwindung des Innovations-Spillovers oder hohen CO₂-Vermeidungskosten eine sinnvolle Kombination. Während es grundsätzlich möglich ist diese beiden Instrumente separat einzusetzen und etwa das staatliche Hedging auf solche Projekte limitiert werden könnte, die sich bereits im Rahmen von Innovationsförderprogrammen

durchgesetzt haben, empfehlen wir eine Kombination der beiden Instrumente im Rahmen von Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)^{4, 5}

Kern der CCfD sollte es dann sein über Ausschreibungen einen strike price zu definieren, der sowohl zur Absicherung des regulatorischen als auch des Innovationsrisikos dient. Der Risikoaufschlag für das Innovationsrisiko entspricht dabei einer Technologieförderung, die der Markt alleine nicht bereitstellen würde. Bei dem Einsatz der Ausschreibungen zur Definition des strike price kommt es zu einem zentralen Trade-off zwischen hoher Effizienz (bei einer möglichst breiten und technologieoffenen Ausschreibung über Sektorgrenzen hinweg) und der Effektivität der Technologieförderung (je enger die Ausschreibung desto höher die Spezifität der Technologieförderung). Hier gilt es die Kosten der CCfDs, die langfristig bei einer symmetrischen Ausgestaltung gering für den Staat ausfallen sollten, abzuwägen mit sektoralen Herausforderungen insbesondere bei der Erreichung der sektoralen Klimaschutzziele bzw. der Einführung von innovativen Klimaschutztechnologien.

Alternativ zum staatlichen Hedging ist ein CO₂-Mindestpreis zwar auch grundsätzlich geeignet regulatorische Risiken aus dem CO₂-Preis aufzufangen, dies hat aber nur eine Wirkung für Investitionen mit relativ geringen Vermeidungskosten und auch nur dann, wenn der Mindestpreis und dessen Verlauf über einen langen Zeitraum (der sich über die aktuelle Handelsperiode erstreckt) festgelegt wird. Während der regulatorische Aufwand einer europaweiten Umsetzung als sehr hoch eingeschätzt wird, wäre eine nationale Umsetzung mit weniger Regulierungsaufwand verbunden (vgl. Kahl 2021). Eine nationale Umsetzung des CO₂-Mindestpreis birgt aber das Potenzial von Effizienzverlusten, da es zu Rückwirkungen auf die Preisfindung im EU ETS kommen kann. Würde der Mindestpreis aus anderen Gründen als der reinen Risikoabsicherung umgesetzt, etwa zur Erreichung spezifischer Sektorziele für die ein solches Instrument durchaus geeignet sein kann, so kann aber auch davon ausgegangen werden, dass es zu einer (wenn auch begrenzten) Reduktion des Investitionsrisikos kommt.

⁴ In der akademischen Debatte dienen CCfD der Risikoabsicherung und sind kein Technologieförderungsinstrument. In der aktuellen politischen Debatte rückt die Technologieförderung im Kontext von CCfD aber zunehmend in den Fokus. Daher wenden wir hier ein breiteres Verständnis von CCfD an und diskutieren die Kombination von Hedging und Technologieförderung über den CCfD-Mechanismus.

⁵ Da CCfDs aber kein universelles Instrument sind, das auf alle Sektoren angewandt werden sollte, gibt es weiterhin Bedarf an Technologieförderung, um neue Technologien in die Märkte zu bringen.

Ebenfalls in Handlungsfeld 1 wurde die Einführung von Quoten, etwa im Wärmesektor zur Reduzierung des Mengenrisikos bei klimaneutralen Energieträgern (wie etwa Wasserstoff), evaluiert. Quoten sind zunächst ein sehr effektives Mittel um insbesondere Sektorziele zu erreichen, aber auch um die Transformation von einem fossilen zu einem klimaneutralen Energieträger zu steuern und Investitionen in Infrastrukturen abzusichern. Gleichwohl führen Quoten zu signifikanten Rückwirkungen in den Märkten, so dass die Einführung von Quoten immer mit Effizienzverlusten einhergehen. Darüber hinaus gilt es die Umverteilungseffekte insbesondere innerhalb der Verbrauchergruppen zu beachten. Quoten sollten daher aus Sicht der GutachterInnen nur dann eingesetzt werden, wenn trotz CO₂-Preis und CCfD weiterhin ein umfassendes Mengenrisiko für die Erzeuger klimaneutraler Energieträger besteht. Dies gilt es jedoch noch genauer zu prüfen.

Handlungsfeld 2: Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen

Steuern, Abgaben und Umlagen verzerren die Anreizwirkung eines effizienten CO₂-Preises als zentrales Steuerungsinstrument der Energiewende. Geschieht diese Verzerrung darüber hinaus asymmetrisch, sind also verschiedene Energieträger unterschiedlich von diesen sogenannten staatlich induzierten Preisbestandteilen (SIPs) betroffen, so verzerrt dies darüber hinaus die effiziente Abstimmung zwischen den Sektoren. Im Wesentlichen sind die gegenwärtigen Belastungen historisch gewachsen und bedürfen angesichts der nun zentralen Steuerung durch den CO₂-Preis einer Neubewertung.

Im Folgenden werden deshalb verschiedene Optionen zur Verringerung der Verzerrungen zwischen den Energiesektoren diskutiert und bewertet. Dabei stehen in dieser Studie die Verzerrungen zwischen und nicht innerhalb der Energiesektoren im Fokus.⁶ Da die für die Infrastruktur erhobenen Abgaben in den jeweiligen Sektoren unmittelbar mit der Nutzung der Infrastruktur in Verbindung gebracht werden können und effizienter Weise die Kosten der Bereitstellung der Infrastruktur direkt mit dem Nutzen aus dem Zugang zur Infrastruktur abgeglichen werden sollten, unterscheiden sich diese von SIPs und werden in dem Gutachten nicht weiter analysiert. Sollten sich durch die hier

⁶ Die SIPs unterscheiden sich darüber hinaus auch zwischen unterschiedlichen Technologieoptionen innerhalb eines Energiesektors teils sehr deutlich. Die Auswirkungen solcher Verzerrungen wurden an anderer Stelle bereits betrachtet und sollten auch künftig weiter adressiert werden. Im Zuge der Arbeiten in diesem Gutachten wurde dieser Aspekt jedoch nicht zur vertieften Analyse priorisiert.

diskutierten Maßnahmen Rückwirkungen auf die Finanzierung der Infrastruktur ergeben wird dies aber hervorgehoben, um den sich daraus ergebenden Handlungsbedarf zu indizieren.

Drei Handlungsoptionen stehen im Fokus der Analyse:

2.1 Umlagen sektorübergreifend erheben

2.2 Umlagen und/oder Energiebesteuerung abschaffen bzw. reduzieren

2.3 Besteuerung der Energieträger entsprechend ihrer Klimawirkung anpassen

Eine sektorübergreifende Erhebung der Abgaben orientiert sich an den Elastizitäten in den einzelnen Sektoren und den Spillover-Effekten, die die Abgaben und Umlagen zwischen den Sektoren verursachen. Dieser Ansatz verringert zwar die Verzerrungen, räumt sie aber nicht aus. Juristisch und regulatorisch ist insbesondere die ökonomisch effiziente Option der Umgestaltung anhand von Nachfrageelastizitäten eher schwer umzusetzen, beispielsweise weil die Elastizitäten in den Sektoren schwer abschätzbar und durch neue Technologien veränderlich sind.

Die Abschaffung der staatlich induzierten Preisbestandteile, so dass nur der CO₂-Preis als Lenkungsinstrument bestehen bleibt, wird als vielversprechendste Option eingeschätzt, um die Verzerrungen zwischen den Sektoren weitgehend auszuräumen. Sie geht allerdings zulasten des Staatshaushaltes und steht möglicherweise im Konflikt mit EU-Vorgaben. Kosten, die bislang durch Umlagen und Steuern gedeckt wurden, können aber über den allgemeinen Haushalt auf eine breitere Basis gestellt und somit effizienter finanziert werden. Mitunter können die Einnahmen aus dem BEHG für die Umsetzung dieser Option herangezogen werden. Die Finanzierung ist aber nicht darauf beschränkt und der CO₂-Preis skaliert effizienter Weise nicht mit dem Finanzierungserfordernis. Während die Abschaffung der bestehenden Umlagen und die Reduktion der Stromsteuer kurzfristig umsetzbar erscheinen, bedingt eine Abschaffung bzw. Reduktion der Energiesteuern insbesondere im Verkehrsbereich den Aufbau einer alternativen Infrastrukturabgabe. Daher geht die Abschaffung der Energiebesteuerung mit einem höheren Aufwand einher und birgt ein höheres Komplexitätsniveau, als dies bei den Umlagen der Fall ist. Auch sieht der aktuelle Vorschlag der EU Kommission zur Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie dieses Modell nicht explizit vor. Daher empfiehlt es sich zunächst bei den Umlagen und der Strombesteuerung anzusetzen.

Handlungsfeld 3: Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen

Klimaneutralität setzt einen Energieträgermix voraus. Unabhängig davon, wie dieser Mix spezifisch ausgeprägt ist, ergibt sich ein Bedarf, die Anreize der Netzbetreiber der verschiedenen Infrastrukturen aufeinander abzustimmen, um die Gesamtkosten der Infrastruktur auf ein effizientes Niveau zu bringen. Dies betrifft insbesondere die Anreize für Investitionen in neue Infrastrukturprojekte in den einzelnen Sektoren (Strom, Gas und Wasserstoff). Zum einen können Marktsignale genutzt werden, um die entsprechende Koordination der Infrastrukturen sicherzustellen. Dies findet im wettbewerblichen Bereich der Wertschöpfung statt, also in der Erzeugung, im Vertrieb und im Handel. Handelt es sich jedoch um regulierte Infrastruktursysteme, also die natürlichen Monopole der Netzinfrastuktur, so müssen die entsprechenden Anreize über die Regulierung gesetzt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn es zu einer Verknüpfung der verschiedenen Infrastrukturen kommt, etwa durch Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure. Hier setzt der sogenannte „whole system approach“ an und bietet einen Lösungsansatz, um bei einem Technologiemarkt die Anreize der Netzbetreiber in den betroffenen Sektoren aufeinander abzustimmen. Drei Handlungsoptionen zur Abstimmung der Investitionsanreize der regulierten Infrastrukturen wurden evaluiert:

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

3.2 Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

3.3 Anpassung der Governance-Strukturen

Die erste Handlungsoption stellt eine (potenziell umfassende) Ergänzung der bestehenden Anreizregulierung dar, indem diese um output-orientierte Regulierungselemente erweitert wird. Die Anreizregulierung würde nicht grundsätzlich angepasst, sondern nur um outputbasierte Elemente ergänzt, die auf die Systemoptimierung abzielen. Der zentrale Vorteil eines solchen Ansatzes ist, dass die Netzbetreiber durch die Anreizwirkung im eigenen Interesse agieren, und vorausgesetzt, dass die Anreize richtig gesetzt sind, damit gleichzeitig im Interesse der Gesamtheit handeln. Die konkrete Umsetzung und das richtige Design der Anreize (qualitativ sowie quantitativ) zum Zweck der Gesamtsystemoptimierung ist eine große Herausforderung, da hier kaum Erfahrungen bestehen.

Die Anpassung der Netzentgeltsystematik (3.2) kann sowohl effektiv die Gesamtsystemoptimierung unterstützen als auch zügig umgesetzt werden. Der Vorschlag sieht dabei vor, die Netzentgeltsystematik über die StromNEV und GasNEV, aber in naher Zukunft auch eine mögliche WasserstoffNEV anzupassen bzw. entsprechend auszugestalten.

Wesentlich sind folgende Schritte: Erstens, die Netzbetreiber sollten angemessene Flexibilität bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik haben. Ein erster konkreter Ansatzpunkt wäre die breitere Anwendung von smart connection agreements im Stromsektor. Dies würde bedingen, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, individuell angepasste Netzanschlussbedingungen für verschiedene Netznutzer auszuhandeln, mit dem Ziel, die Flexibilität der Netznutzer zur Optimierung der Netze zu nutzen.

Zweitens, die Netzbetreiber sollten die (finanziellen) Anreize haben, die Netzentgeltsystematik zum Wohl der Gesamtsystemoptimierung umzusetzen. Das setzt zumindest voraus, dass etwaige berechtigte Maßnahmen vollständige Kostenanerkennung finden. Darüber hinaus können Bestrebungen der Netzbetreiber zur Gesamtsystemoptimierung expliziter beanreizt werden, was zu Handlungsoption 3.1, der Output-orientierten Regulierung, führt. Mittel- bis langfristig erscheint eine Kombination der Handlungsoptionen 3.1 und 3.2 sinnvoll, wobei eine Anpassung der Netzentgeltsystematik hier vorrangig angegangen werden könnte, wohingegen die Umsetzung von Handlungsoption 3.1, die Erweiterung der Anreizregulierung, perspektivisch in eine der zukünftigen Regulierungsperioden einfließen könnte.

Die Steigerung der Gesamtoptimierung zwischen den Sektoren über Anpassung der Governance Strukturen, also etwa durch Anpassung der Eigentumsverhältnisse, (langfristiger) Verträge oder (kurzfristiger) Markttransaktionen, kann ebenfalls sehr effektiv die Gesamtsystemoptimierung fördern, birgt aber das Risiko möglicher Wettbewerbsverzerrungen. Daher wird diese Option nicht zur Umsetzung empfohlen.

Handlungsfeld 4: H₂-Infrastrukturaufbau sektorübergreifend koordinieren

Durch die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff und Sektorkopplung steigt der Bedarf die Planungsmechanismen zum Auf- und Ausbau von leitungs- und nicht-leitungsgebundene H₂-Transportinfrastrukturen weiterzuentwickeln. Zwei Herausforderungen stehen hier im Fokus: Zum einen werden die Infrastrukturen aktuell sektorspezifisch

entwickelt. Dazu wurden bisher sektorspezifische Planungsmechanismen (etwa Netzentwicklungspläne) und Marktanreize etabliert, die lediglich auf Akteure innerhalb nur eines Sektors abzielen. Zum anderen sind die Planungsmechanismen bisher stark auf die regulierten Akteure fokussiert und die wettbewerblichen Wasserstoffinfrastrukturbetreiber sind nicht Teil dieser Prozesse. Zusammengenommen können diese beiden aktuellen Ausprägungen zu zahlreichen Ineffizienzen führen, wie z.B. eine Dopplung der Wasserstoffinfrastrukturkapazität, negative Infrastruktur-Wechselwirkungen oder verzerrte Anreize für die Infrastrukturbetreiber. Je umfassender der Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur bzw. je ausgeprägter Sektorkopplung genutzt wird, desto stärker wirken sich diese Ineffizienzen auf die Gesamtsystemeffizienz und damit die Kosten der Transformation aus.

Vor diesem Hintergrund wird derzeit der Bedarf an *sektorübergreifenden* Koordinationsmechanismen und damit eine sektorübergreifende Optimierung der Wasserstoffinfrastruktur aus Gesamtsystemsicht stark betont (vgl. EU COM 2020a). Die Notwendigkeit für einen sektorübergreifenden Abstimmungsprozess der Infrastrukturinvestitionen wird vor allem im Kontext der zukünftig potenziell entstehenden Wasserstoffnetze offensichtlich (vgl. ACER & CEER 2021, EU COM 2020b). Dabei besteht der sektorübergreifende Koordinationsbedarf sowohl bei der Planung der Infrastrukturbedarfe, als auch bei der Umsetzung (also dem Bau) der geplanten Wasserstoffinfrastruktur. Diese beiden Dimensionen werden im Folgenden analysiert.

Im Rahmen der Analyse wurden drei Ansätze untersucht, die eine sektorübergreifende Koordination fördern:

4.1 Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)

4.2 pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

4.3 Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Diese Ansätze unterscheiden sich in zwei Dimensionen voneinander:

- (1) Die Ausgestaltung des Planungsprozesses der neuen Wasserstoffinfrastruktur und hier insbesondere inwieweit neben den regulierten Infrastrukturbetreibern auch weitere Stakeholder ein Teil der zentralen Infrastrukturplanung werden können.

(2) Die Einbindung der wettbewerblichen H₂-Transporteure neben den regulierten Infrastrukturbetreibern in den Bau der neuen Wasserstoffinfrastruktur.

Basierend auf der Analyse ist die Handlungsoption 4.2, d.h. ein pSEP mit einer klar definierten Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur, aus Sicht der GutachterInnen am geeignetsten, um sowohl regulierte als auch wettbewerbliche Wasserstoffinfrastrukturbetreiber in die Planung und den Bau der Wasserstoffinfrastruktur einzubinden. Wir gehen davon aus, dass die mit den anderen Energieinfrastrukturen abgestimmte Planung und der Aufbau der neuen Wasserstoffinfrastruktur ein tendenziell zentraler Prozess sein wird, der insbesondere die Strom- und Gasnetzbetreiber einbindet und deren Planungen koordiniert. Jedoch ist es wichtig darauf zu achten, dass dieser zentrale Prozess nicht zu einem „closed shop“ für regulierte Akteure wird, und dass, wo möglich und sinnvoll, Stakeholder und berechtigte Dritte aus dem Marktumfeld eingebunden werden. So sollte sichergestellt werden, dass sowohl in der Planung sowie beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur die Investitionen von regulierten und wettbewerblichen Akteuren koordiniert werden. Wie diese Einbindung im Detail aussehen könnte ist eine noch nicht abschließend geklärte Frage, da hier verschiedene Maßnahmen (z.B. wettbewerbliche Mechanismen) gegeneinander abgewogen werden müssen.

Diese Handlungsoption bietet zum einen die Möglichkeit durch einen zentralen Abstimmungsprozess, der eine möglichst breite Stakeholderbasis (regulierte, wettbewerbliche und zukünftige Investoren aus den verschiedenen Sektoren) in den Planungsprozess integriert, eine effektive Koordination der sektorübergreifenden H₂-Infrastrukturplanung sicherzustellen. Darüber hinaus bietet der Ansatz das Potenzial die Effizienz der Umsetzung der Infrastrukturplanung durch einen Technologiewettbewerb zu erhöhen. Ein solcher Ansatz könnte auf aktuellen Initiativen wie dem Systementwicklungsplan (dena 2020a) basieren und diesen um eine breitere Stakeholderbasis und wettbewerbliche Elemente beim Bau der geplanten Infrastruktur erweitern.

Zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Handlungsempfehlung ist, dass nur wenige Erfahrungen sowohl mit einem sektorübergreifenden zentralen Planungsprozess unter Beteiligung von wettbewerblichen Akteuren, als auch einer Umsetzung der Planung unter Zuhilfenahme von wettbewerblichen Mechanismen vorliegen. Konkretisierungs- und Umsetzungsinitiativen der europäischen Regulierungsbehörden entwickeln sich gerade, die eine umsetzungsfähige Ausgestaltung dieser Handlungsoption in der absehbaren Zukunft nahelegen. Anhand der hier vorliegenden Analyse konnten

Leitlinien identifiziert werden, die für eine erfolgreiche sektorübergreifende Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus in einem solchen Rahmen von wesentlicher Bedeutung sind:

1. Bestehende Ansätze zur sektorübergreifenden Koordination der Infrastrukturplanung nutzen: Die bereits in der Entwicklung befindlichen Prozessen der sektorübergreifenden zentralen Planung (vgl. dena 2020a, entso-e & entso-g 2021) können als Grundlage genutzt werden. Zentral ist die Anforderung, dass die Planungsprozesse mit einem Stakeholderansatz möglichst offen, bzw. partizipativ, gestaltet werden und aktiv die marktgetriebenen H₂-Infrastrukturbetreiber und weitere relevante Stakeholder einbinden, um bei der Bedarfsermittlung die Potenziale der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv berücksichtigen zu können (vgl. hierzu die Forderungen in BNetzA 2021a, EC COM 2020b). Der Systementwicklungsplan der dena Netzstudie III kann eine entsprechende Grundlage bieten (dena 2020a).
2. Technologiewettbewerb beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur fördern: Die aus der Planung hervorgehende benötigte Wasserstoffinfrastruktur ist nicht bereits auf die an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreiber fest zugeordnet, sondern vielmehr als ein Investitionsangebot in einem Technologiewettbewerb zu verstehen, welches z.B. an die weitere Umsetzung marktgetriebener Projekte gebunden werden kann (vgl. BNetzA 2021a, entso-e & entso-g 2021). Dieser Umsetzungsvorbehalt bezieht sich etwa auf die Umrüstung von Industrieprozessen oder anderen Nachfragern auf klimaneutralen Wasserstoff oder weiteren Formen des marktgetriebenen Bedarfs zur Gasnetzunutzung (vgl. hierzu die Ansätze von ACER & CEER 2021).
3. Investitionsanreize aufeinander abstimmen (whole system approach): Sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber benötigen Anreize zur sektorübergreifenden Koordination. Diese werden durch das Design der Planungsprozesse und der Wettbewerbsmechanismen bestimmt und müssen daher bei deren Ausgestaltung mitberücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.3).

Die Handlungsoption „partizipativer Systementwicklungsplan“ legt den Fokus auf die Koordination. Diese Handlungsoption ist innerhalb der regulierten Sektoren erprobt,

sehr effektiv und in Bezug auf sektorübergreifende Koordination am weitesten entwickelt. Es sind jedoch auch bei dieser Handlungsoption kaum praktische Erfahrung zur sektorübergreifenden Umsetzung vorhanden; aktuelle Umsetzungsformen sind zwar in den Sektoren Strom und Gas bereits vorhanden, eine sektorübergreifende Anwendung gibt es hier jedoch kaum. Zentrale Herausforderungen dieses Ansatzes sind die Einbindung von marktgetriebenen Infrastrukturen (Wasserstoff, nicht-leitungsgebundene Infrastruktur) in den Planungsprozess und den Infrastrukturbau. Diese Schwächen können, wie in Handlungsoption „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ diskutiert, durch die Umsetzung eines Technologiewettbewerbs beim Aufbau neuer Wasserstoffinfrastrukturen adressiert werden. Wie oben bereits angedeutet, besteht bei der Handlungsoption „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ noch Klärungsbedarf zur genauen Ausgestaltung des Instruments, so dass es hier eventuell zu Verzögerungen bei der Planung und Bau der Wasserstoffinfrastruktur kommen könnte. Daher könnte der Ansatz des „partizipativen Systementwicklungsplan“ als Übergangslösung verwendet werden, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Anfangsphase zu beschleunigen. Der zentrale Planungsprozess im Rahmen des partizipativen SEP sollte jedoch zeitnah um eine wettbewerbsbasierte Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur ergänzt werden, um die mit der Wasserstoffverbreitung steigende Wettbewerbsintensität zwischen den Transporttechnologien aus verschiedenen Sektoren besser koordinieren zu können.

Im Gegensatz dazu wird der Fokus bei der Handlungsoption „Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur“ auf den Wettbewerb gelegt. Hiermit wird das gesamte Potenzial des marktgetriebenen Infrastrukturaufbaus für Wasserstoff genutzt. Die Ergebnisse der Analyse legen jedoch nahe, dass dieser Ansatz nicht geeignet ist, um den Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv miteinander zu koordinieren. Regulierte und marktgetriebene Infrastrukturen werden zwar in diesem Modell nicht unabhängig, aber weiterhin parallel zueinander entwickelt, so dass die Infrastrukturkoordination erschwert wird und verzerrte Investitionsanreize erzeugt werden könnten.

2 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen

Die Gruppe Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen wurde von der dena beauftragt im Rahmen der dena Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ das Querschnittsmodul Energiemarktdesign gutachterlich zu betreuen. Das vorliegende Gutachten fasst die Kernergebnisse der Analysen der GutachterInnen und des Austausches mit den Projektpartnern zusammen.

Ziel des Querschnittsmoduls Energiemarktdesign war es, die zentralen Handlungsfelder im Energiemarktdesign zu identifizieren, in denen ein akuter Handlungsbedarf besteht, um etwaige Hürden auf dem Weg zur Klimaneutralität zu überwinden. Um dieses Ziel zu erreichen wurde ein mehrstufiger Prozess durchlaufen, der in der folgenden Abbildung dargestellt ist.



Abbildung 4: Das methodische Vorgehen im Querschnittsmodul

Startpunkt der Analyse waren die drei zentralen Themenbereiche im Energiemarktdesign: CO₂-Bepreisung, Infrastrukturkoordination und marktbasierte Instrumente. Zu diesen 3 Themenbereichen wurden mit dem Partnerkreis insgesamt 15 Fragestellungen gesammelt, die in Bezug auf das Marktdesign bestehen. Diese Fragestellungen wurden von den Projektpartnern priorisiert und die sechs am höchsten priorisierten Fragestellungen zu drei Themenbereichen zusammengefasst: (1) Regelrahmen für Infrastruktur; (2) Steuerungsinstrumente in Ergänzung zum CO₂-Preis; (3) Zusätzliche Marktmechanismen für Investitionsanreize. Zu diesen Themenfeldern wurden dann von den GutachterInnen Thesen entwickelt. Diese Thesen beschreiben, welche Anforderungen an das Marktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität bestehen. Aufbauend

auf diesen Thesen wurden dann im Austausch mit dem Partnerkreis die Hürden im aktuellen Marktdesign identifiziert, die der Erfüllung der Thesen entgegenstehen. Wie in Abbildung 5 dargestellt wurden so insgesamt 18 dieser Hürden im Marktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität identifiziert.

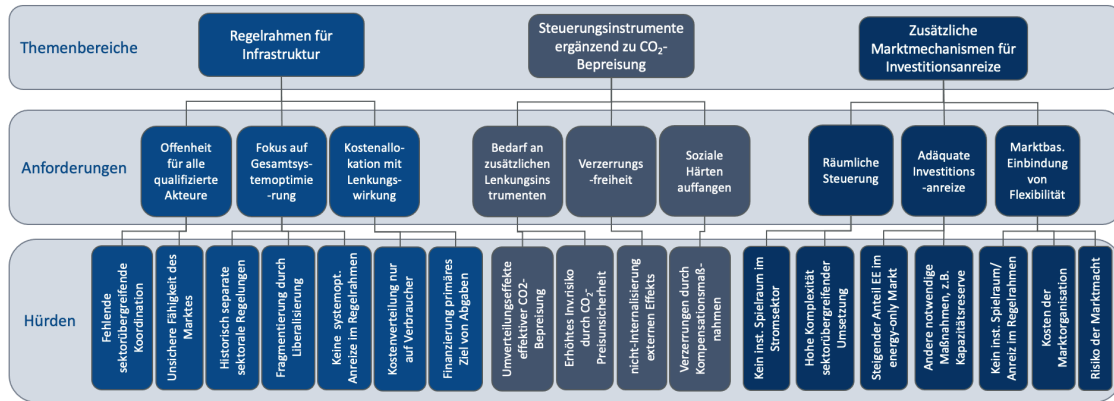


Abbildung 5: Übersicht Anforderungen und Hürden im Marktdesign

Aus dieser hohen Anzahl an Hürden wurden dann die 5 prioritären Hürden aus Sicht des Partnerkreises extrahiert. Diese 5 aus Sicht des Partnerkreises prioritären Hürden standen schließlich im Fokus der Detailanalyse des Gutachterteams. Dazu wurden die 5 priorisierten Hürden zu vier Handlungsfeldern zusammengefasst, die in Kapitel 4 vertiefend dargestellt werden. Eine Übersicht der wesentlichen Einsichten zu den anderen, nicht priorisierten Hürden wird in Kapitel 5 dargestellt. Abbildung 5 gibt einen ersten Überblick über die identifizierten Handlungsfelder und Hürden.

Die weitere Analyse der 4 Handlungsfelder basierte dann auf einer Sammlung an Handlungsoptionen, die zur Überwindung der priorisierten Hürden genutzt werden könnten. Diese Handlungsoptionen wurden dann durch die GutachterInnen im Rahmen einer Multi-Kriterien-Analyse anhand von 12 Kriterien bewertet und diese Bewertung mit dem Partnerkreis diskutiert. Die Kernergebnisse zu den Multi-Kriterien-Analysen werden in Kapitel 4 dargestellt. Die detaillierten Ergebnisse der Multi-Kriterien-Analysen inklusive einer Darstellung der genutzten Kriterien findet sich im Anhang (Kapitel 6).

Basierend auf den Multi-Kriterien-Analysen wurden (soweit möglich) Handlungsempfehlungen aus Sicht der GutachterInnen der Jacobs University abgeleitet.

Die zugrunde liegende Methodik wurde gewählt, da so die Sichtweise des Partnerkreises und hier insbesondere die heterogenen Perspektiven auf das Marktdesign in das

Gutachten einzubinden. Zum anderen kann über die Multi-Kriterien-Analyse eine vergleichende Darstellung der verschiedenen Stärken und Schwächen verschiedener Handlungsoptionen qualitativ erarbeitet werden. Dieses Vorgehen bedingt jedoch auch, dass keine objektive Priorisierung der zentralen Handlungsfelder erfolgt ist, sondern die Prioritäten aus Sicht des Partnerkreises und damit primär der Industrie erfasst wurden. Darüber hinaus bedingt die qualitative Analyse, dass verschiedene Argumente, die nicht durch quantitative Analysen gestützt werden, gegeneinander abgewogen werden müssen. Daher sind die Aussagen der Analyse zwar fundiert, jedoch sind die Aussagen nicht deterministisch und können sich je nach den betrachteten Rahmenbedingungen oder Annahmen, die der Analyse zugrunde liegen, ändern.

3 Die Grundprinzipien des Energiemarktdesigns

Dieses allgemeine und eher abstrakte Kapitel stellt allgemeine Grundprinzipien des Energiemarktdesigns vor. Das Hauptziel dieser Vorüberlegungen ist es, dem Leser die Grundphilosophie, auf der die untere Analyse beruht, zu verdeutlichen. Diese Grundprinzipien sind sicherlich nicht neu, genießen zwar breite Akzeptanz, sind jedoch auch nicht gänzlich unumstritten.

1. Markt wo möglich und Staat nur wo nötig: Das wichtigste Leitprinzip unserer Überlegungen ist, dass das Marktdesign so gestaltet sein sollte, dass die Marktparteien sich möglichst frei entfalten können. Wenn Märkte gut funktionieren lenkt „die unsichtbare Hand“ nach Adam Smith die wirtschaftliche Aktivität zum gesamtwirtschaftlich besten Ergebnis. Darüber hinaus ist nach dem Gedankengut von Friedrich von Hayek freies Handeln per se wichtig, weil damit Wettbewerb und Dezentralität gefördert werden.

Jedoch ist die unsichtbare Hand nach Adam Smith in Wirklichkeit nicht so unsichtbar und macht sich durch einen gesetzlich vorgeschriebenen Ordnungsrahmen mit einer Gesamtheit an Regeln (Eigentumsrechten) bemerkbar und wird dadurch sichtbar. Genau das ist Marktdesign: das Aufstellen von Spielregeln, innerhalb derer die Marktparteien frei agieren können. Das Aufstellen dieses Regelrahmens ist weitgehend eine staatliche Aufgabe.

Dieses Prinzip gilt für Marktparteien im Wettbewerb, aber auch für regulierte, monopolistische Netzbetreiber. Zwar bewegen letztere sich nicht auf einem „Markt“ im engeren Sinne, handeln aber durchaus im eigenen Interesse. Eine Lenkung regu-

lierter Firmen (vor allem Netzbetreiber) erfordert ein System, das mit Hilfe von Anreizen die Firmen in eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Richtung lenkt, während sie im eigenen Interesse handeln. Diese Anforderungen bilden das Anspruchsniveau der Anreizregulierung.

2. Die Grenzen des freien Marktes sind wohl bekannt. Wenn Marktversagen vorliegt sollte der Staat korrigierend eingreifen, aber nur so, dass das Versagen behoben und das Funktionieren des Marktes wiederhergestellt wird. Es werden häufig drei wichtige Marktversagenstatbestände dargestellt, die ein staatliches Eingreifen rechtfertigen:
 - Marktmacht; wenn Firmen systematische Marktmacht besitzen und ausüben, wird der Markt nicht funktionieren. Hier kann der Staat korrigierend eingreifen, entweder über Strukturmaßnahmen (z.B. Fusionskontrolle oder Entflechtungsmaßnahmen bei Marktparteien), oder Verhaltensmaßnahmen (z.B. Preis- oder Gewinnregulierung bei Netzbetreibern).
 - Externe Effekte; d.h. Spillover-Effekte von einem Akteur auf andere Akteure, die nicht adäquat in den Kosten oder Preisen reflektiert werden; Das klassische Beispiel für solche Spillover-Effekte sind Umwelteffekte, wenn also eine Umweltbelastung (z.B. CO₂-Ausstoß) nicht adäquat bepreist wird. Auch in solchen Fällen wird der Markt nicht optimal funktionieren und sollte der Staat korrigierend eingreifen. Ein CO₂-Bepreisungssystem tut genau das.
 - Öffentliche Güter; dass Klimaschutz ein öffentliches Gut ist stellt eine zentrale Herausforderung bei der Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen und deren Kostenverteilung dar. Während die Kosten der Klimaschutzmaßnahmen von einer begrenzten Anzahl an Akteuren getragen werden, kommt der Nutzen hier global zum Tragen. Dies führt zum Trittbrettfahrerproblem, so dass ineffizient wenig in Klimaschutzmaßnahmen investiert wird. Auch hier ist die CO₂-Bepreisung ein geeignetes Instrument, um das Trittbrettfahrerproblem zu adressieren. Je internationaler dabei die CO₂-Bepreisung, desto effizienter (siehe dazu auch die Diskussionen zum Klima-Club (vgl. Nordhaus 2015)). Umgekehrt gilt aber auch, je enger der Rahmen der CO₂-Bepreisung, desto größer das Trittbrettfahrerproblem. Genau hier setzt die aktuelle Debatte zu Carbon Leakage an.
3. Umso höher die Komplexität, desto stärker kommen die Vorteile von Markt- und Preissystemen zum Tragen. Die Transformation zur Klimaneutralität ist ein äußerst

komplexer Prozess mit unzähligen Interaktionen und Effekten. Das Potenzial von Informationsasymmetrien ist daher signifikant. Kein Planer kann diese Komplexität ganz überschauen bzw. die Kosten zur Überwindung der Informationsasymmetrie wären signifikant. Genau in einer solchen komplexen Situation sind Preissysteme, als lenkende (quasi) unsichtbare Hand, staatlichen Lenkungsinstrumenten überlegen.

Die Analyse in diesem Gutachten basiert daher auf dem Preis als zentrales Lenkungsinstrument in einer unsicheren Transformation. Das betrifft primär den CO₂-Preis; in den Analysen dieser Studie nehmen wir an, dass die grundlegende Voraussetzung für die Transformation zur Klimaneutralität ein unverzerrter CO₂-Preis ist. Darüber hinaus nehmen wir an, dass das CO₂-Preissystem adäquat funktioniert und dessen Rahmenbedingungen an die Erfordernisse der Klimaneutralität angepasst wurden, es sei denn, dass wir Grund haben anzunehmen, dass es in bestimmten Teilbereichen weiterhin zu Verzerrungen kommt. Kurzum, in allen unteren Überlegungen gehen wir von einem adäquat funktionierenden CO₂-Preissystem aus.

Der Preis als zentrales Lenkungsinstrument betrifft primär den CO₂-Preis, aber allgemeiner auch andere Preise, wo anwendbar. Ein Preis kann hierbei ein Marktpreis sein, der auf dem freien Markt entsteht, er könnte aber auch ein reguliertes Netzentgelt sein; unabhängig davon wie der Preis entstanden ist, haben beide eine lenkende Wirkung. Ein Preissystem lenkt in folgenden Dimensionen:

- Zeit (intertemporale Effekte): Bei Stromnetzen wird derzeit viel über dynamische Tarife gesprochen, oder Speichermöglichkeiten als Arbitrage zwischen zeitlich unterschiedlichen Preisen.
- Geographie (standortbezogene Effekte): Je häufiger Netzknappheiten im Stromnetz auftreten, desto dringender werden effiziente Lenkungsmechanismen, um möglichst effizient mit diesen Knappheiten umzugehen. Geographisch differenzierte Preise signalisieren Marktparteien (insb. Investoren), wo Investitionen verstärkt stattfinden oder vermieden sollen. Eine wichtige Anwendung im vorliegenden Kontext ist die Elektrolyse zur Entlastung der Stromnetze; Investoren müssen wissen, wo die netzentlastenden Standorte sind und Anreize haben genau dort zu investieren.

- Technologie ist ein weiterer Bereich in dem Preise als Lenkungsinstrument wichtig sind. Einführung von neuen Technologien, die Auswahl von Technologien, welcher Investor aktiv wird und der phase-out alter Technologien sind zusammengekommen ein komplexer Prozess, der weitestgehend von Preisen und Preiserwartungen getrieben wird. Hier ist es äußerst wichtig, dass der Staat zurückhaltend agiert, um diesen fragilen marktbasierten Prozess nicht zu verzerren.
4. Das wichtigste Ziel in unseren Überlegungen ist die Verbesserung der volkswirtschaftlichen Effizienz. In der volkswirtschaftlichen Theorie ist der Begriff definiert als der optimale Umgang mit knappen Ressourcen. Knappe Ressourcen sind etwa Zeit, Grundstoffe und zunehmend die natürliche Umwelt. Die Transformation zur Klimaneutralität wird signifikante Kosten verursachen; die Verbesserung der volkswirtschaftlichen Effizienz stellt aber sicher, dass diese Transformation nicht zu unnötig hohen Kosten für die Gesellschaft stattfindet.

Das Konzept der volkswirtschaftlichen Effizienz ist, obwohl präzise definiert und abgegrenzt, nicht ohne weiteres messbar oder greifbar. Es ist eher ein abstrakter Begriff, der sich aus der Erfüllung von vorgegebenen Rahmenbedingungen ableitet. Oder umgekehrt, wenn bestimmte Rahmenbedingungen nicht erfüllt sind, müssen wir annehmen, dass die volkswirtschaftliche Effizienz suboptimal ist und verbessert werden kann, indem die Rahmenbedingungen angepasst werden. Ein Beispiel ist die CO₂-Bepreisung. Mittlerweile ist die natürliche Umwelt sehr belastet und damit eine knappe Ressource geworden. Wenn der CO₂-Ausstoß nicht bepreist ist, liegt demnach ein externer Effekt vor (siehe oben) und aus der Theorie lässt sich ableiten, dass diese Situation nicht volkswirtschaftlich effizient ist. Die Einführung eines CO₂-Preises korrigiert die Rahmenbedingung und verbessert somit, zumindest theoretisch, die volkswirtschaftliche Effizienz: die knappe Ressource Umwelt wird durch einen CO₂-Preis besser in den Aktivitäten der Marktparteien reflektiert.

5. Die Transformation zur Klimaneutralität braucht viele Innovationen (technisch sowie im Regelrahmen) und Investitionen. Dies erfordert einen Innovations- und investitionsfreundlichen Ordnungsrahmen.

Eine zentrale Anforderung hierbei ist die Technologieneutralität. Welche neue (möglicherweise zukünftige) Technologie die geeignetste sein wird, hängt von vie-

len Faktoren ab und ist in aller Regel völlig ungewiss. Weder der Staat noch einzelne Marktparteien haben das Wissen über die besten zukünftigen Technologien. Das Konzept der Technologieneutralität erfordert demnach, dass der Staat keine Technologie bevorzugt und es stattdessen dem Markt überlässt herauszufinden, wohin die Reise der technologischen Entwicklung geht. Die Aufgabe des Staats ist es, einen technologieoffenen Rahmen zu schaffen: ein Rahmen in dem alle Technologien sich im Prinzip frei und gleichermaßen entwickeln können, bis eine sich vom Markt getrieben durchsetzt.

Es gibt aber eine wichtige Ausnahme vom Prinzip der Technologieneutralität. Es gibt asymmetrische Situationen, in denen eine Technologie bereits aus historischen Gründen einen Vorsprung hat. Unter Umständen könnte eine solche Technologie pfadabhängig eine (ggf. suboptimale) Lock-in Situation schaffen, sodass andere, möglicherweise bessere Technologien, niemals den Markteintritt schaffen. In solchen Fällen kann es sinnvoll sein, über einen begrenzten Zeitraum hinweg eine technologiespezifische Politik zu verfolgen, um Technologiesymmetrie wiederherzustellen. Ein solcher Fall liegt etwa bei den erneuerbaren Energien vor.

6. Als letztes Grundprinzip sei noch die soziale und politische Kompatibilität erwähnt. Die Grundprinzipien der volkswirtschaftlichen Effizienz müssen in Einklang sein mit anderen gesellschaftlich wichtigen Zielen. Die Wirtschaftswissenschaften würden diese Aspekte nicht optimieren, sondern als Randbedingung in der ökonomischen Optimierung betrachten. Anders formuliert: Einkommensverteilung ist nicht eine ökonomische, sondern eine politische zu definierende Dimension. WirtschaftswissenschaftlerInnen können Einkommenseffekte schätzen und Umverteilungsmaßnahmen vorschlagen; aber die Politik entscheidet über eine als gesellschaftlich akzeptierte Verteilung. In unseren Analysen sind hierbei folgende beide Aspekte besonders wichtig:

Zum einen die oben bereits angedeutete gerechte Einkommensverteilung. Die Transformation zur Klimaneutralität bewirkt bekanntlich große Einkommenseffekte, dies impliziert, dass manche Akteure Einkommen hinzugewinnen und andere Einkommen verlieren, teilweise signifikant. Diese Einkommenseffekte und mögliche Korrekturen müssen in den politischen Überlegungen zur Transformation hin zur Klimaneutralität immer mitgedacht werden. Der degressive Effekt des CO₂-Preises und die Frage, wie die betroffenen einkommensschwächeren Haushalte zu kompensieren sind, ist ein sehr zentrales Beispiel in der aktuellen Debatte.

Klassisch werden bei den Verteilungseffekten drei Gruppen unterschieden⁷. Erstens Konsumenten, die von Änderungen bei den Produktpreisen betroffen sind. Zweitens Unternehmen, wobei hier vor allem die Aktionäre gemeint sind. Drittens der Staat, wobei primär an die Steuerzahler, die den staatlichen Haushalt maßgeblich finanzieren, gedacht wird.

Ein letzter Punkt ist die soziale und politische Akzeptanz. Dies umfasst die breite Palette an psychologischen, soziologischen und politischen Randbedingungen, die ein Marktdesign abgrenzen. Wichtig ist dabei vor allem: Manche Maßnahmen mögen ökonomisch sinnvoll erscheinen, aber sind womöglich gesellschaftlich nicht akzeptiert. Etwaige soziale Härten, die durch eine effektive CO₂-Bepreisung und zusätzliche Lenkungsinstrumente entstehen können, sollten durch angemessene Maßnahmen aufgefangen werden. Auch ergriffene Kompensationsmaßnahmen sollten nicht zu neuen Verzerrungen und inakzeptablen Verteilungseffekten führen. Wenngleich diese Maßnahmen sehr wichtig für die gesellschaftliche Akzeptanz und politische Umsetzbarkeit eines klimaneutralen Energiesystems sind, wurden sie vom Partnerkreis nicht priorisiert und daher im Gutachten nicht detailliert analysiert. An dieser Stelle sei auf die aktuelle Diskussion um Kompensationsmaßnahmen verwiesen (vgl. z.B. Gechert et al. 2019; Zerkawy et al. 2019).

Vor dem Hintergrund dieser sechs Grundprinzipien verfolgt die Analyse in den folgenden Abschnitten das Ziel, zentrale Handlungsfelder im Marktdesign zu identifizieren, in denen zur Erreichung der Klimaneutralität Handlungsbedarf besteht. Im folgenden Kapitel stellen wir die vier zentralen Handlungsfelder und die entsprechenden Handlungsempfehlungen vor.

4 Die vier zentralen Handlungsfelder im Marktdesign

Wie bereits in Kapitel 2 dargestellt fokussieren sich die Analysen im Weiteren auf die zentralen Hürden im Marktdesign, die durch eine Mehrheit im Partnerkreis als prioritär eingeschätzt werden. Dabei baut die Analyse jeweils zunächst auf einer kurzen Problemdefinition auf, beschreibt dann die jeweils diskutierten Handlungsoptionen, fasst die Kernargumente aus der Multi-Kriterien-Analyse je Handlungsoption kurz zusammen und stellt die Handlungsempfehlung aus Sicht der GutachterInnen dar. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die vier Handlungsfelder und die diskutierten Handlungsoptionen.

⁷ So auch in den Multi-Kriterien-Analysen siehe Kapitel 4 und 6.

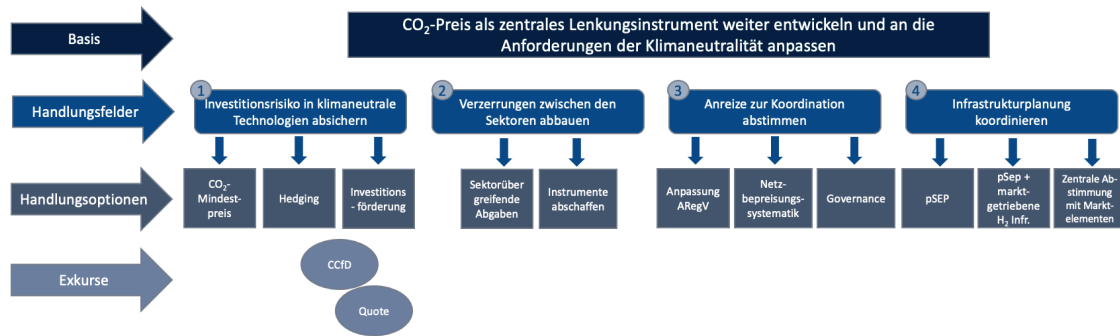


Abbildung 6: Die Handlungsfelder und die Handlungsoptionen im Überblick

Das erste Handlungsfeld greift die Herausforderung auf, dass auch bei einer effektiven CO₂-Bepreisung ein Bedarf an zusätzlichen Lenkungsinstrumenten besteht, die im Energiemarktdesign abgebildet werden sollten. Wie in Kapitel 4.1 vertiefend dargestellt wird besteht eine zentrale Herausforderung bei der CO₂-Bepreisung in der regulatorischen Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Regelrahmens, der die CO₂-Preisfindung beeinflusst, so dass die Investitionsentscheidungen risikoreicher werden. Steuerungsinstrumente jenseits der CO₂-Bepreisung und deren Finanzierung sollten zudem so gestaltet sein, dass sie nicht zu Verzerrungen zwischen den Sektoren führen. Bestehende Steuern und Umlagen im Energiesektor zielen jedoch nicht auf die Internalisierung von externen Effekten und führen daher zu eben solchen ineffizienten Verzerrungen, wie in Kapitel 4.2 weiter ausgeführt wird.

Durch den zunehmenden Bedarf die verschiedenen Versorgungssysteme im Energiesektor verstärkt zu koordinieren rückt das Thema Infrastruktur zunehmend in den Fokus der Marktdesign-Debatte. Zwei Aspekte werden dazu im Folgenden vertieft, da hier verschiedene Hürden seitens der Partner hervorgehoben wurden. So ist eine zentrale Anforderung an den Regelrahmen der Energieinfrastruktur die Offenheit für alle qualifizierten Akteure sicherzustellen, so dass sich sowohl wettbewerbliche als auch regulierte Akteure am Aufbau neuer Infrastruktur beteiligen können. Dabei steht insbesondere die aktuelle Debatte rund um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Fokus. Erschwert wird dies derzeit z.B. dadurch, dass der Infrastrukturaufbau nicht koordiniert über Sektorgrenzen hinweg stattfindet, sondern sektoral getrennt betrieben wird. Eine weitere Hürde ist die Unsicherheit über die Fähigkeiten des Marktes die notwendige Infrastruktur ohne zentralen Planungsprozess zu entwickeln. Diese Hürden werden unten in Kapitel 4.4 weiter vertieft.

Das Thema Infrastruktur wird zudem in Bezug auf die Gesamtsystemoptimierung (whole system approach) vertieft. Hier wird im Rahmen der Studie hervorgehoben, dass der bestehende Regelrahmen (z.B. ARegV, StromNEV, etc.) keine ausreichenden Anreize zur notwendigen Gesamtsystemoptimierung setzt. Zudem sollte sich die Allokation der Infrastrukturkosten stärker als heute an der Lenkungswirkung für die effiziente Nutzung und den Aufbau der Infrastruktur orientieren. Die bestehende Kostenverteilung zur Finanzierung der Infrastruktur im regulierten Bereich entfaltet allerdings in weiten Teilen nur eine Lenkungswirkung bei den Verbrauchern. Diese beiden Aspekte werden in Kapitel 4.3 weiter vertieft.

4.1 Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern

Investitionen in CO₂-vermeidende Technologien werden im Kern durch den CO₂-Preis, der sich aus dem EU ETS als auch dem BEHG ergibt, beanreizt. Der Lenkungswirkung des CO₂-Preises kommt daher eine Schlüsselrolle bei der Transformation zur Klimaneutralität zu. Wie bereits in Kapitel 3 dargestellt, gilt es die CO₂-Bepreisung an die Erfordernisse der Transformation zur Klimaneutralität anzupassen. Auch bei einer Anpassung des CO₂-Preises bzw. dessen Rahmenbedingungen an das aktuelle Ambitionsniveau der Klimaneutralität bis 2045, können sich für Investoren verschiedene Risiken im Kontext des CO₂-Preises ergeben, etwa in Bezug auf die Fluktuation des Preises (vgl. dazu Kapitel 5.1.1), aber insbesondere auch regulatorische Risiken. Letztere stehen hier im Fokus und werden im Folgenden genauer beschrieben. Grundsätzlich kann die vorgenommene Bewertung auch auf andere Risiken, die sich nicht aus einer regulatorischen Unsicherheit ableiten, übertragen werden, dabei gilt es aber zu prüfen, inwiefern die Effektivität der Handlungsoptionen auch für andere Risiken gegeben ist.

4.1.1 Das identifizierte Problem

Sowohl die Rahmenbedingungen des EU ETS als auch der bislang nationalen CO₂-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor werden maßgeblich durch die Politik festgelegt, zumeist über Zeiträume von maximal 10 Jahren. Daher besteht eine regulatorische Unsicherheit bezgl. der Ausgestaltung des CO₂-Preises über diesen Zeitraum hinaus. Im Falle des EU ETS besteht diese Unsicherheit insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Durch die kürzlich erfolgte Ankündigung der Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2026 ist die Ausgestaltung des CO₂-Preises für diese Sektoren bereits ab diesem Zeitpunkt wieder unsicher. Für

alle Investitionen, deren Lebenszyklus sich über diesen bereits geregelten Zeitraum hinaus erstreckt, besteht eine Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des CO₂-Preises, da diese Rahmenbedingungen potenziell signifikante Auswirkungen auf das zukünftige CO₂-Preisniveau haben können. Diese regulatorische Unsicherheit besteht bereits seit der ersten Phase des EU ETS, bleibt aber auch weiterhin bestehen (Helm & Hepburn, 2005).

Je weiter sich der Lebenszyklus einer Investition über den bereits geregelten Handelszeitraum für CO₂-Emissionen hinaus erstreckt, desto stärker ist die Rückwirkung der regulatorischen Unsicherheit auf die Investition. Für die Marktteilnehmer ist dieses Risiko schwierig zu kalkulieren, so dass es bei der Finanzierung von Investitionen von langlebigen Gütern, deren Erträge vom CO₂-Preis (direkt und indirekt) abhängen, zu entsprechenden Risikoaufschlägen kommt.⁸ Zwar besteht dieses Risiko auch für CO₂-emittierende Technologien, da ein unvorhergesehen schneller Anstieg des CO₂-Preises hier auch ein Risiko darstellt, aber CO₂-Vermeidungstechnologien sind zumeist kapitalintensiver als die etablierten CO₂-emittierenden Technologien, so dass sich hier der Risikoaufschlag auf das Fremdkapital stärker auswirkt.

Diese Risikoaufschläge, in Kombination mit weiteren Unsicherheiten, können dazu führen, dass Investitionen in langlebige CO₂-Vermeidungstechnologien nicht getätigt werden, da die Finanzierungskosten der Investition zu hoch werden. Hinzu kommt, dass CO₂-Vermeidungstechnologien erst am Anfang der Markteinführung stehen, weniger Erfahrungen mit diesen Technologien bestehen und daher höhere zu finanzierende Kosten haben. Aktuell wird diese Problematik insbesondere für den Bereich der Grundstoff-Industrie (Stahl, Zement und Chemie) diskutiert. So geht etwa eine Studie von Agora Energiewende davon aus, dass in Deutschland bei ca. 50% des Anlagenbestands in der Stahl- und Grundstoffchemieindustrie Investitionsbedarf bis 2030 besteht. In der Zementindustrie würden demnach im gleichen Zeitraum bei ca. 30% des Anlagenbestand Reinvestitionen notwendig (Agora 2019). Auf Grund der Langlebigkeit dieser Produktionsanlagen in der Industrie, die für einen erheblichen Teil der CO₂-Emissionen in Deutschland (Stahl, Grundstoffchemie und Zement zusammen ca. 115 Mio t in 2017) verantwortlich ist, wirkt sich die regulatorische Unsicherheit hier signifikant auf die Investitionsentscheidungen aus. Gleichzeitig sind die Investitionen, die bis 2030 getätigt werden, auf Grund der langen Lebensdauer sehr relevant für das Erreichen

⁸ Eine detailliertere Ausführung wie sich dieses Risiko auf die Finanzierungsstruktur von langlebigen Investitionsgütern auswirkt findet sich in Richtstein (2017)

der Klimaneutralität bis 2045. Im Folgenden nutzen wir daher dieses Beispiel als Referenz, weisen aber darauf hin, dass das zugrundeliegende Problem nicht nur auf die Industrie, sondern auf alle Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien zutrifft, deren Lebensdauer signifikant über den in der CO₂-Bepreisung aktuell geregelten Zeitraum hinaus gehen. Darüber hinaus gibt es auch weitere Risiken für Investitionen, die in Bezug zum CO₂-Preis stehen (Fluktuation, Preisverlauf, Systemgrenzen) und Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben können. Diese stehen nicht explizit im Fokus der vorliegenden Analyse, können aber potenziell durch ein ähnliches Maßnahmenet adressiert werden.

4.1.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Um die oben beschriebenen Risiken zu adressieren kommen verschiedene Optionen in Betracht. Zentral ist dabei zunächst, dass eine Lösung des eigentlichen Problems aktuell nicht absehbar erscheint. Zwar wäre es theoretisch denkbar, dass der Regelrahmen für die CO₂-Bepreisung zeitnah bis 2045 festgelegt wird, allerdings stellt dies sehr hohe Anforderungen an den politischen Prozess zur Definition des Regelrahmens, sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. Dies scheint aus heutiger Sicht kaum realisierbar. Selbst wenn es diesen Regelrahmen geben würde, wäre weiterhin unsicher, ob dieser Rahmen bis 2045 Bestand haben könnte bzw. hinreichend starke Investitionssignale sendet, die nicht durch andere Anreize überlagert werden. Hier ergeben sich ebenfalls Unsicherheiten in Bezug auf die Stabilität des politischen Kurses in dem relevanten Zeitraum. Eine komplette Auflösung des regulatorischen Risikos erscheint daher aktuell nicht absehbar.

Daher fokussieren sich die Handlungsoptionen im Folgenden darauf, die Investitionssicherheit für CO₂-Vermeidungsoptionen zu erhöhen. Dabei werden ein CO₂-Mindestpreis, staatliches Risiko-Hedging und staatliche Technologieförderung jeweils als eigenständige Handlungsoptionen evaluiert. Grundsätzlich gilt, dass alle drei diskutierten Optionen das regulatorische Risiko reduzieren bzw. kompensieren können, dabei jedoch jeweils unterschiedliche Herausforderungen mit sich bringen. Aus diesem Grund werden im Folgenden die Handlungsoptionen kurz dargestellt und die jeweiligen Stärken und Schwächen hervorgehoben. Darüber hinaus findet sich in Anhang 6 eine ausführlichere Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse zu den Handlungsoptionen. Ergänzend dazu werden noch zwei Exkurse dargestellt, in denen wir zwei zentrale Instrumente aus der aktuellen Debatte, skizzieren und bewerten:

- Carbon-Contract-for-Difference und
- Quote für klimaneutrale Gase

Basierend auf diesen Analysen fassen wir unsere Handlungsempfehlung zur Reduktion der Investitionsunsicherheit aus dem zukünftigen CO₂-Preis zusammen. Des Weiteren können die verschiedenen Instrumente auch kombiniert werden und sich ergänzen, wobei es zu beachten gilt, dass nicht alle Kombinationen sinnvoll erscheinen. Wie sich die einzelnen Instrumente gegenseitig beeinflussen, sollte daher in Abhängigkeit von der genauen Ausgestaltung geprüft werden. Eine solche Detailprüfung liegt aber jenseits des Umfangs dieses Gutachtens und ist daher nicht Teil der Analyse. Darüber hinaus handelt es sich bei den Handlungsoptionen um eine Auswahl, die im Rahmen des Projektes in Kooperation mit den Partnern getroffen wurde. Es können durchaus weitere Ansätze bestehen, um das regulatorische Risiko zu adressieren, daher stellt die Diskussion der drei Handlungsoptionen auch nur eine Momentaufnahme zur aktuellen Debatte, die sich weiterentwickelt, dar.

Handlungsoption 1.1: CO₂-Mindestpreis

Die Einführung eines CO₂-Mindestpreises wird in Bezug auf den EU ETS schon länger diskutiert und wurde im Rahmen des BEHG bereits national für den Wärme- und Verkehrssektor (auf einem verhältnismäßig niedrigen Niveau) umgesetzt. Mit diesem Instrument wird sichergestellt, dass der CO₂-Preis nicht unter ein vorgegebenes Niveau fällt.

In Bezug auf den EU ETS werden grundsätzlich zwei verschiedene Optionen für den CO₂-Mindestpreis diskutiert: Die Umsetzung eines nationalen Mindestpreises⁹ oder eine europaweite Umsetzung. Während ein nationaler Mindestpreis sich faktisch durch eine Anpassung der Energiebesteuerung im Stromsektor ergeben würde, könnte ein europaweiter Mindestpreis direkt am EU ETS ansetzen.

Unabhängig von der regionalen Eingrenzung des Instruments kann ein Mindestpreis als Risikoabsicherung für Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien fungieren. Wie stark der Mindestpreis das Investitionsrisiko eingrenzt, hängt dann von der Höhe, dem Verlauf und der Dauer, für die der Mindestpreis festgelegt wird, ab. Insbesondere

⁹ wie er etwa durch die Stiftung Klimaneutralität zur Beschleunigung des Kohleausstiegs auf Basis der Untersuchungen des Ökolinstituts vorgeschlagen (Ökolinstitut 2021) und in Großbritannien bereits angewandt wird

die Dauer, für die der Mindestpreis festgelegt wird, ist für die Absicherung des Investitionsrisikos in langlebige Anlagen relevant. Gilt dieser nur für die aktuelle Handelsperiode, so hat er kaum Auswirkungen auf das hier analysierte Investitionsrisiko, das sich aus der regulatorischen Unsicherheit ergibt. Grundsätzlich kann aber bei einem Mindestpreis, dessen angemessene Höhe und Verlauf über einen langen Zeitraum festgelegt wird, von einer Risikoabsicherung ausgegangen werden.

Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass der Mindestpreis einen Eingriff in den Markt für CO₂-Zertifikate darstellt, der die Effizienz der marktbasierten Preisfindung reduziert. Wie stark die Effizienz beeinträchtigt wird hängt maßgeblich von der Höhe des Mindestpreises ab: Je höher der Mindestpreis ist, desto stärker wird das Marktergebnis gegenüber einer freien Preisfindung verzerrt. Dies bedeutet dann zum Beispiel, dass Konsumenten einen zu hohen Preis für die CO₂-Vermeidung tragen müssen, als dies ohne einen Mindestpreis der Fall wäre. Orientiert sich der Mindestpreis jedoch an dem unteren Niveau der prognostizierten Preisspanne, so werden die Effizienzverluste eingegrenzt, da der Mindestpreis dann häufig unter dem tatsächlichen Preis im Markt liegen würde und tatsächlich nur zur Risikoabsicherung dient.

Bei einem nationalen Mindestpreis gilt es darüber hinaus zu beachten, dass dieser nicht nur zu einer nationalen Verzerrung des nationalen Marktergebnisses führt, sondern auch international die Preisbildung verzerrt: Durch den nationalen Mindestpreis erhöhen sich die nationalen Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien, so dass die nationale Nachfrage nach Zertifikaten auf dem internationalen EU-ETS sinkt. Dies führt zu international fallenden CO₂-Preisen, so dass international weniger Investitionen in CO₂-Vermeidung getätigt werden. Es ist also nicht davon auszugehen, dass ein nationaler Mindestpreis zu einer zusätzlichen europaweiten Investition in CO₂-Vermeidungstechnologien führt. Offen ist dabei noch die Frage, wie sich diese Einschätzung ändert, wenn nicht nur Deutschland, sondern weitere europäische Länder, die zumeist bereits einen schnelleren Kohleausstieg beschlossen haben bzw. diesen diskutieren, ebenfalls einen nationalen Mindestpreis einführen, um diese politische Zielsetzung zu erfüllen.

Während ein nationaler Mindestpreis durchaus Rückwirkungen auf die internationale Preisfindung haben kann, liegt ein zentraler Vorteil in diesem Ansatz, dass er regulatorisch einfacher umsetzbar ist als ein europaweiter Mindestpreis, da hier die internationalen Interessen beachtet werden müssten. Darüber hinaus ist auch der juristische

Aufwand bei der nationalen Umsetzung geringer, da ein Mindestpreis hier kaum auf juristische Hindernisse trifft, die behoben werden müssten (Kahl 2021).

Handlungsoption 1.2: Staatliches Hedging

Der etablierte Ansatz zum Umgang mit Risiken bei Investitionen ist das Hedging. In dem gegebenen Fall würde dies bedeuten, dass eine Marktpartei das Risiko des zukünftigen CO₂-Preispfads übernimmt. Beispielsweise kann dies über Contracts-for-Difference (CfD) erfolgen. Dabei würde die Marktpartei dem Investor in eine CO₂-Vermeidungstechnologie einen festen CO₂-Preis (strike price) anbieten. Solange der CO₂-Preis unter dem vereinbarten Niveau liegt, erhält der Anlageninvestor die Differenz zwischen strike price und dem tatsächlichen Marktpreis vom Hedging-Anbieter, sobald der Marktpreis über dem strike price liegt zahlt der Anlageninvestor diese Differenz an den Hedging-Anbieter. Aus Sicht des Investors ist damit der relevante Preis der feste strike price und die potenziellen Schwankungen des CO₂-Preises nicht länger relevant. Diese Zahlungsströme enden mit der Laufzeit des CfDs, die grundsätzlich frei verhandelbar zwischen den Marktparteien ist. Wir führen dieses Instrument weiter unten im Kontext der Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD) in Kapitel 4.1.3 anhand eines Zahlenbeispiels noch weiter aus.

Hedging-Produkte zur Absicherung des CO₂-Preises über einen längeren Zeitraum werden im Markt jedoch aktuell kaum zu betriebswirtschaftlich realisierbaren Konditionen für die Investoren angeboten. Bestehende Produkte haben zumeist eine relativ kurze Laufzeit, da auch die Futures auf den CO₂-Preis aktuell nur eine Laufzeit von bis zu 8 Jahren haben. Insbesondere das regulatorische Risiko zur weiteren Ausgestaltung des CO₂-Preises hindert Marktparteien daran Hedging-Produkte über längere Laufzeiten zu Konditionen anzubieten, die für die Investoren in CO₂-Vermeidungstechnologien finanzierbar sind.

Da das regulatorische Risiko durch den Staat am besten adressiert werden kann, wäre der Staat auch die Partei, die für ein entsprechendes Hedging in Frage kommt. In diesem Fall würde der Staat als Hedging-Anbieter auftreten und entsprechend das Risiko eines zu niedrigen CO₂-Preises übernehmen, wenn dieser unter dem strike price liegt. Bei einer symmetrischen Ausgestaltung des CfDs würde der Staat dann umgekehrt über die Laufzeit des CfD Zahlungen von der Vertragspartei erhalten, solange der CO₂-Preis über dem vereinbarten strike price liegt. Für den Staat sollte dieses Instrument daher langfristig zumindest kostenneutral sein, wenn die Laufzeit und der strike price

entsprechend festgelegt wurden. Allerdings gilt es zu beachten, dass dem Staat Kosten entstehen, solange der CO₂-Preis unter dem vereinbarten strike price liegen.¹⁰

Das staatliche Hedging, ob in Form eines CfDs oder eines anderen Hedging-Instruments, kann sehr effektiv das regulatorische Risiko eines zu niedrigen CO₂-Preises abfangen und so die Hürden für klimaneutrale Investitionen reduzieren. Tatsächlich kann auch davon ausgegangen werden, dass durch das staatliche Hedging des regulatorischen Risikos eine Signalwirkung an die anderen Marktparteien ausgeht, die nicht direkt Teil des Hedging-Mechanismus sind. Diese Signalwirkung leitet sich aus dem staatlichen Commitment auf einen strike price ab: Der Staat signalisiert durch die vertragliche Garantie dieses Preisniveaus auch allen anderen Marktparteien, auf welchem Niveau sich der CO₂-Preis aus staatlicher Sicht zukünftig einfinden wird. Der Erwartungswert zum CO₂-Preis aus Sicht des Staates wird damit transparent. Dabei gilt jedoch zumindest auf internationaler Ebene, dass trotzdem noch das regulatorische Risiko besteht, dass der Staat seine eigenen Vorstellungen zum zukünftigen Preisniveau im EU ETS nicht gegenüber den anderen Mitgliedstaaten durchsetzen kann. Allerdings zeigt die aktuelle Debatte, dass auch andere Länder, wie z.B. Frankreich, über staatliche Hedging-Instrumente zur Investitionsabsicherung in klimaneutrale Technologien diskutieren (vgl. Sartor & Bataille 2019), so dass hier ähnliche Motivationen unterstellt werden können.

Grundsätzlich gilt, dass ein Informationsdefizit beim Staat über die tatsächlichen Kosten besteht, die durch das regulatorische Risiko bei den Investoren in klimaneutrale Technologien entstehen. Um diese entsprechenden Informationen zu erhalten und möglichen Effizienzverlusten durch Informationsasymmetrie entgegenzuwirken, können aber Ausschreibungsmechanismen genutzt werden. Darüber hinaus ist nicht zu erwarten, dass staatliche Hedging-Instrumente zu Verzerrungen am CO₂-Zertifikatemarkt führen. Anders als bei einem Mindestpreis, der zumindest in einem Sektor oder über alle Sektoren hinweg wirkt, ist bei einem punktuellen staatlichen Hedging nur ein geringer Effekt auf das europäische Preisniveau im EU ETS und damit auf die Investitionstätigkeiten in anderen Sektoren (national als auch international) zu erwarten. Wird

¹⁰ Zur Gegenfinanzierung werden verschiedene Instrumente diskutiert (CO₂-Abgabe, Klimaabgabe oder andere Steuern), die jeweils auch in Bezug zum carbon leakage Problem stehen und dieses adressieren können (siehe Ismer et al 2020).

staatliches Hedging jedoch sehr breit angewandt und ganze Sektoren Teil dieses Mechanismus, dann sind ähnliche Rückwirkungen auf den EU ETS zu erwarten wie beim nationalen Mindestpreis.

Eine weitere Herausforderung für das staatliche Hedging liegt in der Umsetzung: Hedging ist bisher keine Aktivität, die der Staat übernimmt, daher gilt es entsprechende Regularien, Prozesse und Instrumente neu zu konzipieren. Dieser regulatorische Aufwand könnte umfangreich werden und zu einer Verzögerung bei der Umsetzung dieses Ansatzes führen. Allerdings gilt es hier zu beachten, dass erste Diskussionen, wie der Staat im Rahmen von CCfDs Hedging betreiben kann, aktuell laufen bzw. Pilotprogramme starten (BMWi 2020b), so dass hier auf erste Vorarbeiten zurückgegriffen werden kann.

Handlungsoption 1.3: Technologieförderung

In der ökonomischen Theorie wird die Notwendigkeit von staatlicher Technologieförderung mit einem zentralen Marktversagen im Innovationsprozess begründet, das sich aus Spillover-Effekten ableitet: Der Nutzen einer Innovation kommt potenziell nicht nur dem Innovator zugute, da technologisches Wissen ein öffentliches Gut ist, der Innovator muss die Kosten der Technologieentwicklung jedoch alleine tragen (Arrow 1962). Klassischer Weise wird diesem Problem mit Patenten begegnet. Diese verlieren aber nach einem definierten Zeitraum ihre Gültigkeit, so dass für Innovationen mit hohen Entwicklungskosten der durch das Patent geschützte Zeitraum nicht ausreicht, um die Entwicklungskosten zu decken bzw. die Entwicklung rentabel zu machen. Dies ist vor dem gegebenen Hintergrund immer dann der Fall, wenn die CO₂-Vermeidungskosten einer Technologie so hoch sind, dass die Kostendeckung durch den CO₂-Preis, bzw. die Wettbewerbsfähigkeit zu konventionellen Technologien, aktuell nicht absehbar erscheint. Auch hier spielt das regulatorische Risiko eine relevante Rolle: Wenn der langfristige Preisverlauf des CO₂-Preises zu unsicher ist, erhöht sich das Risiko, dass sich die neue klimaneutrale Technologie nicht am Markt durchsetzen kann und sich die Investition in die Entwicklung nicht amortisiert. Daher ergibt sich durch die regulatorische Unsicherheit ein zusätzlicher Bedarf an Technologieförderung durch den Staat.

Staatliche Technologieförderung kann das Risiko aus einem potenziell zu niedrigen CO₂-Preis grundsätzlich effektiv reduzieren, da durch die Förderung die Abhängigkeit der Investition vom Verlauf des CO₂-Preises reduziert wird. Einschränkend auf die Effektivität wirkt sich aber insbesondere die Ausgestaltung des Fördermechanismus aus,

da grundsätzlich ein Informationsdefizit beim Staat bezüglich der genauen Förderbedarfe (Höhe, Umfang, Dauer) besteht. Dieses Informationsdefizit kann aber über Ausschreibungsmechanismen, die zur Identifizierung des effektiven Förderbedarfs beitragen, angegangen werden.

Zentrale Schwäche der staatlichen Förderung sind potenziell Effizienzverzerrungen: Die Wahrscheinlichkeit, dass durch die staatliche Lenkung der Fördermechanismen die effiziente Auswahl bei dem Förderempfänger, der Technologie, Höhe und Dauer der Förderung getroffen wird, ist gering. Auch hier kommt dem Ausschreibungsprozess zur Vergabe der Fördergelder eine zentrale Rolle zu.

Weiterhin gilt es zu beachten, dass die Effizienz anderer Marktmechanismen durch die Technologieförderung eingeschränkt wird, da die Förderung die Marktsignale überlagert und so zu verzerrten Marktergebnissen führt.

4.1.3 Exkurs CCfD

Der aktuelle Vorschlag zu CCfD des BMWi

Die Charakterisierung des Carbon Contract for Difference ist in der Diskussion nicht immer einheitlich. Die folgenden Darstellungen basieren primär auf dem Konzept des BMWi zu CCfDs (BMWi 2020b).

Wie oben bereits eingeführt sind Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) allgemein Finanzinstrumente, bei denen zwei Parteien gegenseitig das Risiko schwankender Preise über einen Vertrag absichern, in dem sie sich auf einen strike price einigen. Im Falle des CfDs entspricht der strike price dem Erwartungswert der beiden Parteien zum zukünftigen Niveau des Preises: Gehen die Parteien davon aus, dass der Preis entweder bei 40€ oder 80€ in der Zukunft liegt und gehen beide Parteien weiterhin davon aus, dass beide Preise gleich wahrscheinlich sind, dann entspricht der Erwartungswert 60€ und damit auch der strike price. Liegt der momentane Marktpreis über dem strike price, muss der Verkäufer die Differenz zwischen strike price und Marktpreis an den Käufer bezahlen. Liegt der Marktpreis unter dem strike price, verhält es sich genau anders herum: Der Käufer muss die Differenz an den Verkäufer bezahlen. Diese Ausgestaltung der CfDs wird auch symmetrisch genannt. Dieser Systematik folgen aktuelle CfDs zur Absicherung von Risiken etwa aus schwankenden Marktpreisen für erneuerbare Erzeugungsanlagen in Großbritannien.

Das BMWi zielt mit der Anwendung dieses Mechanismus darauf ab, etwaige Risiken (regulatorische Unsicherheit, Volatilität etc.) aus der zukünftigen Entwicklung des CO₂-Preises für besonders innovative und treibhausgasneutrale Produktionsprozesse abzusichern. Dieses Instrument wird mit CCfD (Carbon-Contract-for-Difference) bezeichnet. Referenzpunkt ist hier immer der EU ETS-Preis. Dabei steht neben der Risikoabsicherung auch die Förderung neuer Produktionsprozesse in der Industrie im Fokus. Daher ist der Staat bereit zur Förderung bestimmter Technologien den strike price über dem Erwartungswert anzusetzen. Wir illustrieren dies unten mit einem Beispiel. Derzeit wird aus zwei Gründen eine Anwendung von CCfD primär auf die Grundstoffindustrien diskutiert: Erstens wird erwartet, dass bei diesen Industriezweigen die CO₂-Vermeidungskosten über dem zukünftig erwarteten CO₂-Preis liegen, so dass eine Förderung für eine CO₂-arme Technologie notwendig wird. Zweitens stehen hier in den nächsten 5 – 10 Jahren Investitionen in sehr langlebige Produktionsgüter an. Dies betrifft sowohl in der Stahl-, als auch Chemieindustrie ca. 50% der Produktionsanlagen (Agora 2019). Daher ist es notwendig, bereits in den nächsten Jahren Investitionen in treibhausgasneutrale Produktionskapazitäten zu tätigen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen.

Problembeschreibung – welche Ziele will man mit CCfD erreichen?

In der aktuell vom BMWi geführten Debatte stehen zwei Ziele im Fokus:

- Ziel 1: Risikohedging zur Abdeckung der Unsicherheit des CO₂-Preises,
- Ziel 2: Technologieförderung zur Überbrückung zu hoher CO₂-Vermeidungskosten.

Ursprung der CCfD-Debatte ist die regulatorische Unsicherheit bezgl. der zukünftigen Ausgestaltung des CO₂-Preises, insbesondere im Hinblick auf den Zeitraum nach 2030. Ausschlaggebend für diese Unsicherheit ist, dass sie sich aus den politischen Rahmenbedingungen ableitet (Helm & Hepburn, 2005). Für die Marktteilnehmer ist dieses Risiko schwierig zu kalkulieren, so dass es bei der Finanzierung von Investitionen, deren Erträge vom CO₂-Preis (direkt und indirekt) abhängen, zu entsprechenden Risikoaufschlägen kommt. Die zweite Zielsetzung des BMWi ist es, solche Produktionsprozesse zu fördern, deren CO₂-Vermeidungskosten aktuell noch über dem absehbaren Preisniveau am EU ETS stehen.

Spezifikation Carbon Contracts for Differences

Unten illustrieren wir wie ein CCfD funktionieren könnte und die obigen Ziele erreicht werden. Dazu nutzen wir einen Vergleich zwischen einer konventionellen Technologie mit CO₂-Emissionen und einer neuen Technologie ohne CO₂-Emissionen. Die Produktionskosten der alten Technologie sind C_{ALT} und der neuen (CO₂-freien) Technologie sind C_{NEU} . Die Differenz zwischen C_{NEU} und C_{ALT} wird als CO₂-Vermeidungskosten bezeichnet.

Unten gilt immer $C_{ALT} = 30€$, während die Annahme zu C_{NEU} variiert. TC_{ALT} bzw. TC_{NEU} bezeichnen die totalen Kosten, die sich zusammensetzen aus den Produktionskosten *und* den Kosten bzw. Einnahmen (negative Kosten) aus der CO₂-Bepreisung *und* durch CCfDs. Die Höhe des CO₂-Preises ist unsicher und kann mit gleicher Wahrscheinlichkeit niedrig, also 40€ und hoch, also 80€ betragen. Vor diesem Hintergrund würde der mittlere Erwartungswert des CO₂-Preises bei 60€ liegen (Mittelwert zwischen 40€ und 80€, bei gleicher Eintrittswahrscheinlichkeit). Der strike price p_s spiegelt diesen Erwartungswert wider und liegt damit zunächst auch bei 60€.

	CO ₂ -Preis niedrig = 40	CO ₂ -Preis hoch = 80
Referenz alt: Gesamte Kosten alter Technologie unter CO ₂ -Bepreisung		
	$TC_{ALT} = 30€ + 40€ = 70€$	$TC_{ALT} = 30€ + 80€ = 110€$
Vergleich: Gesamtkosten neuer Technologie in drei Fällen		
Fall 1: CCfD auf Basis des erwarteten CO ₂ -Preises		
$C_{NEU} = 90€$ $p_s (CO_2) = 60€$	$TC_{NEU} = 90€ - 20€ = 70€$	$TC_{NEU} = 90€ + 20€ = 110€$
Fall 2: CCfD auf Basis des erw. CO ₂ -Preises; höhere Kosten der neuen Technologie		
$C_{NEU} = 100€$ $p_s (CO_2) = 60€$	$TC_{NEU} = 100€ - 20€ = 80$	$TC_{NEU} = 100€ + 20€ = 120€$
Fall 3: CCfD auf Basis der Vermeidungskosten; höheren Kosten der neuen Technologie		
$C_{NEU} = 100€$ $p_s (\Delta_{NEU-ALT}) = 70€$	$TC_{NEU} = 100€ - 30€ = 70€$	$TC_{NEU} = 100€ + 10€ = 110€$

Tabelle 1: Zahlenbeispiel zu Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)

Der Referenzfall beschreibt lediglich die gesamten Produktionskosten der alten Technologie; dieser Fall erfasst demnach auch die Situation der Wettbewerber, die nicht auf

die neue Technologie umsteigen bzw. was passiert wäre, wenn das Unternehmen nicht umgestiegen wäre.

Fall 1 illustriert die Situation eines Unternehmens, das auf die klimaneutrale Technologie mit Kosten $C_{\text{NEU}} = 90\text{€}$ umgestiegen ist und einen CCfD auf den CO_2 -Preis, also mit strike price $p_s = 60\text{€}$ abgeschlossen hat. Hier wird angenommen, dass lediglich das Risiko aus dem CO_2 -Preis bei der neuen Technologie höher ist und alle anderen Risiken sich nicht zwischen neuer und alter Technologie unterscheiden. Dabei wirkt der CCfD insbesondere indirekt auf die Kosten der neuen Technologie: Durch den CCfD wird in diesem Beispiel das Risiko aus dem CO_2 -Preis effektiv internalisiert, da die Finanzierungskosten der neuen Technologie auf das Niveau der alten Technologie sinken. Ohne den CCfD würden der Erwartungswert der Kosten der neuen Technologie über dem der Gesamtkosten der alten Technologie liegen. Die gesamten Kosten des Unternehmens mit der neuen Technologie sind demnach mit CCfD 70€ im Falle eines niedrigen CO_2 -Preises und 110€ falls der CO_2 -Preis stärker ansteigt - und liegen damit auf dem Niveau der alten Technologie.

Im Fall 1 wird die Unsicherheit des CO_2 -Preises durch den CCfD für die neue Technologie mit der alten Technologie gleichgestellt. Der CCfD schafft somit eine Art level-playing-field zwischen alter und neuer Technologie. Dadurch wird Ziel 1 erreicht: Die Risikoabsicherung aus dem CO_2 -Preis. So wird vermieden, dass der frühe Investor eine strategische Fehleinschätzung macht: Ohne CCfD wäre ein Investor, der früh auf die neue Technologie umsteigt, gegenüber dem nicht umgestiegenen Wettbewerber, schlechter gestellt, wenn der CO_2 Preis (zu) niedrig bleibt. Der CCfD hebt genau diese wettbewerbliche Unsicherheit eines zu niedrigen CO-Preises auf.

Die Preisunsicherheit durch den CO_2 -Preis bleibt prinzipiell bestehen, aber sie wirkt sich jetzt für beide Technologien (neu und alt) gleich aus. Es bleibt aber auch zu beachten, dass nur eine Angleichung des Risikos zwischen neuer und alter Technologie erreicht wird. Für die Endverbraucher bleibt die Höhe der Belastung durch den CO_2 -Preis weiter unsicher (70€ oder 110€), auch wenn alle Unternehmen auf die neue Technologie umgestiegen sind. Das heißt, der CCfD reduziert nicht grundsätzlich die Unsicherheit für alle Akteure, sondern verlagert das Risiko - im Interesse der Wettbewerbsgleichheit zwischen neuer und alter Technologie - auf die Endkunden.

Im Fall 1 gleicht der CO₂-Preis die CO₂-Vermeidungskosten¹¹ (90€ – 30€) genau aus. Dadurch reflektiert der CCfD nicht nur die Unsicherheit beim CO₂-Preis in der *Struktur*, sondern auch noch genau in der *Höhe* derart, dass die Gesamtkosten der beiden Technologien genau ausgeglichen sind. Das ist für dieses Beispiel konstruiert, weil die Vermeidungskosten nicht ursächlich mit dem Erwartungswert des zukünftigen CO₂-Preises zusammenhängen. Fall 2 illustriert das: Hier wurden die Produktionskosten der neuen Technologie mit 100€ etwas höher angenommen, während der strike price bei 60€ bleibt (und somit den mittleren Erwartungswert der CO₂-Preise von 60€ widerspiegelt). Damit deckt der CCfD nur einen Teil des Risikos, das sich aus dem CO₂-Preis ergibt, ab. Weitere Risiken werden von dem CCfD nicht erfasst. Es zeigt sich, dass die Gesamtkosten jetzt 80€ bzw. 120€ betragen und damit höher als die der alten Technologie sind. In diesem Fall wäre der strike price (als Erwartungswert des CO₂-Preises) zu niedrig, um die Vermeidungskosten zu überbrücken. Es würde weiterhin nicht zu einer Investition in die neue Technologie kommen.

Der Fall 3 nimmt daher an, dass der strike price auf 70€ angehoben wird, was wiederum die Vermeidungskosten (100€ – 30€) widerspiegelt, aber nicht mehr den Erwartungswert des CO₂-Preises. Die Gesamtkosten der neuen Technologie passen sich durch den CCfD an und gleichen sich wieder mit der alten Technologie aus (70€ und 110€). Der CCfD mit $p_s = 70\text{€}$ schafft demnach wieder vollständige Wettbewerbsgleichheit zwischen Umsteigern und Nicht-Umsteigern.

In unserem Beispiel wäre der Erwartungswert für den CO₂-Preis 60€, das bedeutet, dass der CO₂-Preis erwartungsgemäß im Mittel nicht über 60€ steigen würde. In den Fällen 2 und 3 verbleibt eine Differenz zwischen dem erwarteten CO₂-Preis (60€) und den zusätzlichen Kosten der neuen Technologie (weitere 10€). Der Staat vereinbart daher einen strike price von 70€ anstatt der erwarteten 60€ rein für den CO₂-Preis und überbrückt so die gesamten Vermeidungskosten. Das ist Ziel 2: Technologieförderung.

Während die theoretische Argumentation, warum der Staat die CCfDs ausgeben sollte und nicht der Markt, zumeist auf das regulatorische Risiko abstellt, zeigt das obige Beispiel, dass der Aspekt der Technologieförderung hier die relevantere Motivation für die Rolle des Staates ist: der Markt (z.B. private Banken, finanzielle Institutionen) würde die Förderung der neuen Technologie nicht finanzieren und würde dementsprechend

¹¹ Die Kenntnis über die genauen Vermeidungskosten haben nur die Investoren selbst, nicht der Staat. Weiter unten diskutieren wir, wie diese Informationsasymmetrie aufgehoben werden kann.

solche CCfDs nicht anbieten. Diese Technologieförderung muss aus öffentlichen Mitteln, z.B. aus dem allgemeinen Staatshaushalt oder aus den BEHG-Einnahmen, finanziert werden. Der strike price von 70€ kann durch eine Versteigerung festgelegt werden. Der Bieter mit dem geringsten Förderbedarf (hier 10€) würde den Zuschlag für den CCfD erhalten und damit den strike price auf 70€ setzen. Danach folgen weitere Bieter (Firmen oder Sektoren) mit höheren Vermeidungskosten.

Bewertung

CCfDs in der oben dargestellten Form können effektiv das Risiko aus den Unsicherheiten über die Entwicklung des CO₂-Preises für klimaneutrale Technologien reduzieren und so für heute anstehende Investitionen ein level-playing-field zwischen klimaneutralen Produktionsprozessen und klassischen Technologien herstellen. Würde der CCfD jedoch lediglich auf das Risiko abstellen, und daher den Erwartungswert des zukünftigen CO₂-Preises als einzige Grundlage für die Definition des strike price nutzen, dann würde zwar effektiv das erste Ziel, die Absicherung des Risikos erreicht, jedoch würde damit voraussichtlich immer noch nicht die Umstellung auf neue Produktionsprozesse mit hohen Vermeidungskosten sichergestellt. Dazu bedarf es eines weiteren Aufschlags auf den Erwartungswert, der die Differenz zwischen den Vermeidungskosten und dem Erwartungswert abbildet. Wenn diese Differenz sich aus einem Ausschreibungsmechanismus ergibt, kann darüber hinaus sichergestellt werden, dass die Förderung der treibhausgasneutralen Produktionsprozesse auch über den CCfD erfolgt. Grundsätzlich kann die Technologieförderung Teil des CCfDs werden, es ist aber ebenso umsetzbar, dass der CCfD lediglich das Risiko aus dem CO₂-Preis adressiert, und die Technologieförderung zusätzlich über andere Mechanismen (wie der klassischen Technologieförderung) erfolgt.

Der Ausschreibungsprozess stellt die effiziente Risikoreduzierung *und* Technologieförderung über CCfDs sicher, da so die Technologien mit den geringsten Vermeidungskosten identifiziert werden können. Gleichzeitig führt die Kombination von Risikoreduzierung als auch Technologieförderung in einem Instrument dazu, dass die Transaktionskosten gegenüber einer Trennung der Risikoabsicherung von der Technologieförderung geringer ausfallen.

Ein kritischer Punkt des Instruments ist, dass es bei einer Anwendung der Förderkomponente von CCfDs zu Verzerrungen am CO₂-Markt kommen kann. Der CO₂-Preis ist

bereits ein Lenkungsinstrument um Marktparteien zu klimaneutralen Technologien anzureizen. Die Komponente der Technologieförderung in einem CCfD setzt hier zusätzliche Anreize für Investitionen, sodass es zu einer Doppelung von Instrumenten kommt. Es muss erwartet werden, dass die Förderung Höhe und Verlauf des CO₂-Preises beeinflussen und ggf. verzerren wird.

Die Anwendung von CCfDs führt zu einer Reduzierung der Risiken für die Erzeuger, indem ein wettbewerbliches level-playing-field zwischen alter und neuer Technologie geschaffen wird. Jedoch wird die Unsicherheit beim CO₂-Preis nicht grundsätzlich abgeschafft; wie oben dargestellt findet selbst dann, wenn alle Firmen im Markt auf die neue Technologie umgestiegen wären, eine Verlagerung der Preisunsicherheit über die CCfDs von den Produzenten auf die Konsumenten statt.

Für den Staat führt die Technologieförderung über den CCfD zu einer höheren Belastung, da die Komponente der Technologieförderung aus öffentlicher Hand finanziert werden muss. Ob die Belastung für den Staatshaushalt durch CCfDs größer oder kleiner ausfällt als im Falle der klassischen Technologieförderung hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der Instrumente ab.

Die konkrete Umsetzung der CCfDs stellt eine administrative Herausforderung dar. Bei CfDs ist die korrekte Bestimmung des strike prices immer ein Problem. Hier bei den CCfDs könnte der strike price über ein Ausschreibungsverfahren abgeleitet werden. Das verlagert allerdings die Herausforderung auf die Ausgestaltung der Ausschreibungen. Zwei Fragen sind hierbei zentral:

- Erstens: Wie umfassend ist eine Ausschreibung, oder in anderen Worten, wie eng werden einzelne Sektoren abgegrenzt und in separaten Ausschreibungen erfasst? Wenn einzelne Sektoren in separaten Ausschreibungen erfasst werden, kann die Technologieförderung gezielter eingesetzt werden. Gleichzeitig aber wird der Zeitpunkt der Umstellung auf CO₂-neutrale Technologien immer stärker vom Staat anstatt vom Markt bestimmt. Zudem gilt, dass der Bieterwettbewerb geringer wird, wenn die Ausschreibungen enger abgegrenzt werden.
- Zweitens: Welche Kriterien werden zur Auswahl der Gewinner einer Ausschreibung verwendet? Die einfachste Variante wäre, dass das Angebot für den niedrigsten strike price gewinnt. Es gibt auch Ansichten, mehrere Kriterien heranzuziehen, siehe z.B. Sartor & Bataille (2019). Letzterer Ansatz ist in der Versteigerungstheorie bekannt als beauty contest. Hier erscheint es zwar so, als ob der Staat sehr genau das beste Angebot aussuchen könnte, der Ansatz über einen beauty contest birgt

jedoch die Gefahr, dass der Staat explizit die Technologien aussucht (picking winners) und damit einen zentralen Zweck der Ausschreibung limitiert.

Darüber hinaus gilt es zu prüfen, ob aus juristischer Sicht bei einer Ausgestaltung der CCfDs als Förderinstrument ggf. beihilferechtliche Risiken bestehen. Falls ein solches Instrument einseitig in manchen EU-Mitgliedstaaten eingeführt werden sollten, könnte es, je nach Ausgestaltung des Instruments, zu wettbewerbswidriger Förderung kommen.

4.1.4 Exkurs Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor

Ein weiteres mögliches Instrument zur Risikoabsicherung von Investitionen ist das Konzept einer Quote für klimaneutrale Gase. Im Folgenden werden die Kernargumente zu den Stärken und Schwächen des Instruments dargestellt. Wie die Bewertung unten zeigt, kann eine solche Quote je nach Ausgestaltung effektiv das Mengenrisiko für Erzeuger klimaneutraler Gase abfangen und Investitionssicherheit schaffen. Allerdings führt diese Art der Technologieförderung zu potenziell erheblichen Effizienzverlusten.

Das Thüga-Modell als Grundlage der Bewertung

Im Rahmen des Positionspapiers „Erneuerbares Gas für die Wärme- und Verkehrswende – Positionen für weniger CO₂ und mehr Klimaschutz in Deutschland“ hat die Thüga-Gruppe 2019 eine Quote auf Basis handelbarer Zertifikate für klimaneutrale Gase im Wärme- und Verkehrssektor vorgeschlagen (Thüga 2019).

Das Thüga-Modell basiert auf einem Ansatz, bei dem die Quote für die Gasvertriebe in Deutschland verpflichtend festgeschrieben wird. Im Zeitverlauf soll sich schrittweise der Anteil an erneuerbaren Gasen im Gasmix erhöhen. Als Zielmarke gibt Thüga einen Anteil erneuerbarer Gase von 25 % bis zum Jahr 2030 an. Dieses Modell wurde unter anderem auch von Agora Energiewende aufgegriffen und auf grünen Wasserstoff eingegrenzt (Agora 2019). Grundsätzlich findet ein solches Modell bereits im Verkehrssektor über die Treibhausgasminderungsquote Anwendung, so dass wir uns in den folgenden Darstellungen auf den Wärmebereich fokussieren. In Abgrenzung von der Treibhausgasminderungsquote fokussiert sich die Quote für klimaneutrale Gase nur auf den Energieträger Gas und schließt andere Energieträger von der Quote explizit aus.

Das adressierte Problem

Quotenmodelle finden bereits in verschiedenen Sektoren Anwendung, insbesondere aktuell im Verkehrsbereich. Ziel der Quote im Verkehrssektor ist es in Ergänzung zu der CO₂-Bepreisung (aktuell BEHG) einen zusätzlichen Anreiz zu bieten auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Die Quote dient also der Technologieförderung. Dazu werden Mindestanteile von erneuerbaren Energieträgern an den Treibstoffen definiert (Treibhausgasminderungsquote).

Analog zielt das Konzept einer Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor darauf ab, ergänzend zum CO₂-Preis, Anreize für Investitionen in klimaneutrale Gase zu setzen und dadurch die Umstellung der Infrastruktur auf klimaneutrale Gase zu fördern. Im Fokus steht hier also die Technologieförderung von klimaneutralen Gasen im Wärmebereich. Zur Erfüllung der Quote wird ein Markt für handelbare Zertifikate etabliert. Die Erzeuger klimaneutraler Gase generieren so zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate. Die Vertriebe können zur Erfüllung ihrer Quote diese Zertifikate erwerben und die Kosten an ihre Kunden weitergeben.

Kernherausforderung im Verkehrs- und Wärmebereich ist, dass in diesen beiden Sektoren die Preiselastizität der Nachfrage im Verhältnis zur Energiewirtschaft und Industrie gering ist und gleichzeitig die Vermeidungskosten tendenziell höher sind als in Industrie und Energiewirtschaft. Dies führt dazu, dass CO₂-reduzierende Investitionen später stattfinden und es bei einer einheitlichen CO₂-Bepreisung zu einer späteren Umstellung auf klimaneutrale Energieträger in den Bereichen Verkehr und Wärme kommt. Während dies aus globaler Sicht der CO₂-Bepreisung auch sinnvoll ist, da der CO₂-Preis die Investitionen genau dort hinlenken soll, wo die geringsten Vermeidungskosten für Emissionen anfallen, führt dies dazu, dass Sektorziele oder industriepolitische Ziele (z.B. Technologieführerschaft) nicht im geplanten Zeitrahmen erreicht werden können. Auf nationaler Ebene ist daher die CO₂-Bepreisung zwischen den Sektoren aktuell getrennt (BEHG vs. EU ETS). Diese Trennung soll auch auf EU-Ebene durch Einführung eines separaten EU ETS für die Sektoren Verkehr und Gebäude zukünftig aufrechterhalten werden.

Darüber hinaus besteht auch für die Erzeuger (und andere Akteure in der Wertschöpfungskette) klimaneutraler Gase (z.B. Betreiber von Elektrolyseuren) ein Risiko aus dem potenziell zu niedrigen CO₂-Preis. Dieses Risiko bezieht sich jedoch nicht auf den

CO₂-Preis selbst, sondern auf die Nachfrage nach klimaneutralen Gasen. Diese Nachfrage wird u.a. durch den CO₂-Preis gesteuert und hier bestehen die schon beim CCfD thematisierten Risiken, die sich primär aus der Unsicherheit über den zukünftigen Verlauf des CO₂-Preises ableiten. Für die Erzeuger klimaneutraler Gase ergibt sich so bei der Nachfrage nach klimaneutralen Gasen ein Mengenrisiko und umgekehrt besteht für die Nachfrage eine Unsicherheit, wann entsprechende Kapazitäten an klimaneutralen Gasen zur Verfügung stehen. Je kurzfristiger eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erfolgt, desto kritischer kann dies für einen möglichen Technologieswitch werden, da der entsprechende Infrastrukturumbau nicht in der Geschwindigkeit erfolgt, wie durch die Nachfragesektoren benötigt.

Beide Aspekte, das Mengenrisiko als auch die Technologieförderung, bilden die zentrale Motivation zur Anwendung der Quote.

Wie funktioniert die Quote bzw. welche Effekte hat sie?

Die Quote ist ein Instrument, das die Menge an klimaneutralen Gasen (bzw. den Anteil an der nachgefragten Menge) unabhängig vom Preis festschreibt. Ziel ist es über staatliche Vorgaben den Anteil klimaneutraler Energieträger in den verschiedenen Sektoren zu beeinflussen. Damit stellt die Quote grundsätzlich eine Alternative zum CO₂-Preis dar, kann aber auch mit ihm kombiniert werden. Die Kombination diskutieren wir weiter unten beim Thema Effizienz. Eine Quote für klimaneutrale Gase im Wärmesektor würde primär folgende Effekte haben:

- Für Erzeuger klimaneutraler Gase: Durch eine Quote wird eine Nachfrage nach klimaneutralen Gasen gesichert, so dass der Absatz für die Erzeuger dieser Energieträger sicher zu prognostizieren ist und die Lernkurve bei den Elektrolyseuren und weiteren P2G-Technologien schneller beschritten wird (Agora 2019). Zudem werden zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate generiert. Letztlich wird das Risiko der neuen Technologie für die Erzeuger reduziert.
- Für Gasnetzbetreiber: Die Quote stellt sicher, dass sich die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern zumindest langsamer reduziert, als dies ohne die Quote der Fall wäre. Allerdings muss hier beachtet werden, dass die durch die Quote steigenden Gaspreise auch Anreize zur Reduktion der Gasnachfrage setzen kann. Welcher Effekt hier überwiegt hängt maßgeblich von der Preiserhöhung und der Preiselastizität der Nachfrage ab. Darüber hinaus sichert die Quote die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff für den Umfang ab, der durch die Quote vorgegeben

wird. Darüber hinaus sendet die Quote ein Signal zur Umstellung der Infrastruktur, so dass ein schrittweiser Umstieg auf klimaneutrale Technologien ermöglicht wird.

Bewertung

Im Folgenden fokussieren wir unsere Analyse zunächst auf die Effekte in den marktlichen Bereichen, also insbesondere der Erzeugung und dem Verbrauch von klimaneutralen Gasen. Weiter unten greifen wir dann noch die Effekte für die Netzbetreiber weiter auf.

Durch die staatliche Festschreibung des Mindestanteils an klimaneutralen Gasen am gesamten Gasverbrauch wird das Mengenrisiko aufgefangen. In dieser Hinsicht kann das Instrument, wenn es gut gestaltet ist, sehr effektiv sein. Die Effektivität hängt u.a. von der Höhe der Strafzahlungen bei Nicht-Einhalten der Quote oder der Gültigkeitsdauer der Zertifikate ab.

Die Schwächen des Instruments in Kombination mit dem Emissionshandel liegen in der Effizienzminderung. Das Kernproblem ist, dass zwei Instrumente parallel und gleichzeitig eingesetzt werden: der CO₂-Preis und die Quote versuchen beide die CO₂-Vermeidung zu lenken. Diese Instrumentendoppelung mag, wie oben dargestellt, zwar gezielt sektoral effektiv sein, führt aber zu Verzerrungen und Ineffizienzen:

- Zum einen schränkt sie den sektorübergreifenden Wettbewerb zwischen verschiedenen CO₂-Vermeidungstechnologien ein. Während der CO₂-Preis die Investitionen in klimaneutrale Technologien dorthin lenken sollte, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen, führt die Quote dazu, dass Vermeidungstechnologien mit vergleichsweise höheren Vermeidungskosten unabhängig von diesen Kosten eingeführt werden. Dadurch wird die Technologieneutralität eingeschränkt. In einem vergleichbaren Kontext hat Agora (2019) bereits auf die potenziell negativen Rückwirkungen der Quote auf Power2Heat-Technologien hingewiesen.
- Gleichzeitig führt die Quote dazu, dass auf Grund der hohen Vermeidungskosten der durch die Quote in den Sektor gebrachten Technologien die Preise für alle Gasverbraucher steigen werden. Dies führt zu Verzerrungen innerhalb der betroffenen Sektoren, da sich so zusätzliche Anreize für einen Technologieswitch weg vom Gas hin zu anderen Energieträgern ergeben. Dies kann, muss aber nicht zu einer weiteren CO₂-Vermeidung führen.
- Darüber hinaus hat die Quote Rückwirkungen (zumindest theoretisch) auf die CO₂-Preisfindung, wobei wir zwei Fälle unterscheiden:

- Fall 1: Wird die Quote in einem Sektor angewandt, der von einer CO₂-Steuer (wie im aktuellen BEHG), und nicht einem Emissionshandel erfasst wird, so führt die Quote zu einer Verringerung der staatlichen Einnahmen. Wenn der Staat diese wegfallenden Einnahmen durch eine Erhöhung der Steuer kompensiert, dann führt dies zu weiteren Rückwirkungen für alle von der Steuer erfassten Akteure.
- Fall 2: Im Fall eines CO₂-Zertifikatesystems führt die Quote zu einer sinkenden Nachfrage und damit auch zu sinkenden CO₂-Zertifikatepreisen. Die sinkenden CO₂-Zertifikatepreise führen dann dazu, dass in den anderen Sektoren, die nicht von der Quote erfasst werden, weniger CO₂-Emissionen vermieden werden. Kommt es hingegen zu einer Reduktion der Menge an verfügbaren Zertifikaten im gesamten Markt in Höhe der durch die Quote erreichten CO₂-Reduktion, kommt es nicht zu einer negativen Auswirkung auf die anderen Sektoren im CO₂-Zertifikatesystem. Auf Grund der unterschiedlichen Nutzung der Gase (thermischen als auch stofflichen) kann die Bestimmung der tatsächlichen CO₂-Vermeidung komplex werden.

In den obigen Ausführungen haben wir uns primär auf die Erzeuger von klimaneutralen Gasen fokussiert, da diese die primären Adressaten der Quote wären. Allerdings werden auch die Investitionen der Netzbetreiber durch die Quote beeinflusst. Für die Netzbetreiber stellt die Quote einen Rahmen dar, um die Investitionssicherheit bei dem Umstieg auf klimaneutrale Gase (primär Wasserstoff) zu erhöhen. Zumindest in solchen Szenarien, in denen Wasserstoff auch eine Rolle im Wärmesektor spielt, stellt sich die Frage, welche Anreize die Gasnetzbetreiber erhalten ihre Netze entsprechend umzustellen, um diesen Transformationsprozess zu unterstützen. Grundsätzlich lassen sich solche Ansätze entweder durch die Regulierung im engeren Sinne (Anreizregulierung) oder durch Regulierung im breiteren Sinne (bspw. Quote) umsetzen. Zentrales Instrument zur Beanreizung von Investitionen in Gasnetze ist die Anreizregulierung. Für die Abstimmung mit den anderen Energieinfrastrukturen (whole system approach), wie z.B. der Erzeugung klimaneutraler Gase, könnte die Anreizregulierung um geeignete output-orientierte Anzeilelemente ergänzt werden (vgl. Kapitel 4.3). Aus Sicht der GutachterInnen sollte hier zunächst geprüft werden, welche Regelungen einer Umstellung auf klimaneutrale Energieträger entgegenstehen und welches Instrument, die Quote oder die Anpassung der Anreizregulierung, diese Hemmnisse geeigneter adressieren kann.

Weiter zu betrachten gilt, dass eine Quote zu potenziell signifikanten Umverteilungseffekten führen kann. Welche Akteure genau profitieren und welche Gruppen stärker belastet werden, hängt dabei von vielen Faktoren bei der Ausgestaltung der Quote ab und bedarf eingehenderer Analysen.

4.1.5 Die Handlungsempfehlung zur Adressierung des regulatorischen Risikos aus dem CO₂-Preis

Basierend auf der Multi-Kriterien-Analyse (MKA) zeigt sich, dass das regulatorische Risiko aus dem CO₂-Preis sehr effektiv und potenziell auch effizient über staatliches Hedging des Risikos adressiert werden kann. Die primäre Herausforderung ist hier der regulatorische Aufwand für den Staat, entsprechende Prozesse und Verfahren zu etablieren. Kritisch ist dabei insbesondere die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens, das der Staat nutzt, um die Investitionen auszuwählen, für die er die Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung des CO₂-Preises übernimmt. Zentral ist hier auch die Offenheit der Ausschreibung: Je breiter die Ausschreibung definiert ist, desto größer ist die Anzahl potenzieller Teilnehmer und damit auch die Effizienz des Ausschreibungsprozesses. Wird die Ausschreibung hingegen enger gefasst, um etwa spezifischen Industrien den Umstieg auf klimaneutrale Technologien zu erleichtern und so politisch gesetzte Sektorziele zu erreichen, reduziert dies die Effizienz. Letztlich gilt es auch noch zu beachten, dass das Hedging im Kern für den Staat langfristig potenziell nur zu geringen zusätzlichen Kosten führt (zumindest bei einer symmetrischen Ausgestaltung des Hedging-Instruments), kurz- bis mittelfristig der Haushalt aber sehr wohl durch die Risikoübernahme belastet wird. Hier gilt es mit entsprechenden Instrumenten die Gegenfinanzierung (potenziell in Kombination mit Maßnahmen zum Umgang mit Carbon Leakage – siehe SUER-Gutachterbericht (2021)) sicherzustellen.

Die MKA zeigt zudem, dass das staatliche Hedging im Vergleich zu den beiden anderen diskutierten Handlungsoptionen potenziell besser geeignet ist, das regulatorische Risiko aus dem CO₂-Preis effizient zu adressieren. Grundsätzlich kann sowohl ein Mindestpreis als auch die Technologieförderung (z.B. in Form einer Quote wie in Kapitel 4.1.4 diskutiert) genutzt werden, um das regulatorische Risiko zu adressieren. Beide Instrumente führen aber zu Verzerrungen des CO₂-Preises, so dass hier von einer geringeren Effizienz gegenüber dem staatlichen Hedging ausgegangen werden kann. Kritisch ist aber auch für diese Abwägung, wie das Ausschreibungsverfahren im Rahmen des staatlichen Hedgings, als auch bei der Technologieförderung, gestaltet wird, da dies ausschlaggebend für die Effizienz der Instrumente ist.

Fraglich ist jedoch, ob das staatliche Hedging des regulatorischen Risikos aus dem CO₂-Preis ausreicht, um klimaneutralen Technologien zum Durchbruch zu verhelfen. Das staatliche Hedging kann das regulatorische Risiko von niedrigen CO₂-Preisen effektiv reduzieren. Darüber hinaus kann aber weiterhin ein Bedarf an Technologieförderung bestehen, um das Marktversagen im Kontext von Innovationen (siehe dazu Kapitel 4.1.2 zur Technologieförderung) zu beheben. Darüber hinaus kann Technologieförderung auch genutzt werden um Technologien mit hohen CO₂-Vermeidungskosten frühzeitig in den Markt zu verhelfen, um Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln oder Sektorziele zu erreichen. Daher erscheint eine Kombination des staatlichen Hedgings zur Absicherung des regulatorischen Risikos mit Technologieförderung für Innovationen, die auf Grund eines Marktversagens sonst nicht in den Markt kommen, sinnvoll. Dies kann in zwei getrennten Instrumenten erfolgen, oder aber auch kombiniert werden, wie dies aktuell im Rahmen der Carbon-Contracts-for-Difference (CCfD)¹² diskutiert wird.

In der öffentlichen Debatte stellen CCfD eine Kombination von staatlichem Hedging und Technologieförderung dar, die sowohl das regulatorische Risiko zum CO₂-Preis effektiv adressieren kann, als auch sicherstellt, dass innovative Technologien zur CO₂-Vermeidung in den Markt kommen. Dabei bieten CCfDs gegenüber einer getrennten Technologieförderung vom staatlichen Hedging das Potenzial, durch die Zusammenführung der beiden Instrumente Transaktionskosten (etwa bei der Ausschreibung) zu reduzieren und damit letztlich die gesamte Effizienz zu erhöhen.

Grundsätzlich können verschiedene Instrumente mit CCfDs kombiniert werden, um verschiedene Zielsetzungen zu erreichen. Dies ist auch bei Quotenmodellen zur Förderung spezifischer Technologien (wie oben diskutiert etwa für klimaneutrale Gase) möglich. Dabei gilt es jedoch die Rückwirkungen zwischen den Instrumenten zu beachten: Je breiter zum Beispiel CCfDs eingesetzt werden, desto geringer ist das Mengenrisiko für die Erzeuger von klimaneutralen Energieträgern, da die klimaneutralen Innovationen auf klimaneutrale Energieträger angewiesen sind und diese entsprechend nachgefragt werden. Damit sinkt mit der Anwendung von CCfDs die Notwendigkeit einer zusätzlichen Quote, soweit sich die betroffenen Energieträger überschneiden

¹² In der theoretischen Debatte dienen CCfDs lediglich zur Absicherung des regulatorischen Risikos und entsprechen daher einer Übertragung der CfDs auf den CO₂-Preis. In der öffentlichen Debatte wird aber zunehmend im Rahmen von CCfDs das Risiko-Hedging des CO₂-Preises mit der Technologieförderung kombiniert. Wir folgen hier dem breiteren Verständnis von CCfDs gemäß der öffentlichen Diskussion, auch wenn dies nicht zwangsläufig der akademischen Definition entspricht.

(z.B. im Falle von Wasserstoff erscheint dies aus heutiger Sicht wahrscheinlich). Kommt es hingegen nicht zu einer Anwendung von CCfDs bzw. ist die Nachfrage nach bestimmten Energieträgern, die an sich einen ökonomisch begründbaren Förderbedarf haben, nicht hinreichend gesichert, um die Investitionen in entsprechende Erzeugungskapazitäten zu tätigen, so kann die Quote ein Instrument sein, um klimaneutrale Energieträger in bestimmten Sektoren einzuführen, wobei dann von Effizienzverlusten ausgegangen werden kann, die bei der Ausgestaltung der Quote mit abgewogen werden sollten.

Handlungsempfehlung zur Absicherung von Investitionsrisiken

- ⇒ Nutzung von Carbon-Contracts-for-Differences (CCfD) zur Absicherung des regulatorischen Risikos aus dem CO₂-Preis und zur Förderung von neuen Technologien, insbesondere im Nachfragesektor (z.B. Industrie)
- ⇒ Prüfung weiterer Bedarfe an (technologieneutralen) Quotenmodellen zur Erreichung der Sektorziele und Absicherung der Transformation der Infrastruktur.

4.2 Verzerrungen zwischen den Sektoren abbauen

Energienachfrage und Investitionsentscheidungen in den einzelnen Sektoren werden wesentlich durch die Kosten der Energieträger beeinflusst. Sie setzen sich aus dem CO₂-Preis, der Energiebereitstellung und zum Teil erheblich auch durch Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen. Die sogenannten staatlich induzierten Preisbestandteile (SIPs) unterscheiden sich deutlich zwischen den verschiedenen Energiesektoren. Während die Steuern auf Brennstoffe deutlich höher ausfallen als beispielsweise auf Strom, wird die Transformation des Energiesystems gegenwärtig vor allem über Umlagen im Stromsektor finanziert. Abbildung 7 illustriert die Kosten einzelner Energieträger und deren Zusammensetzung (acatech 2020).

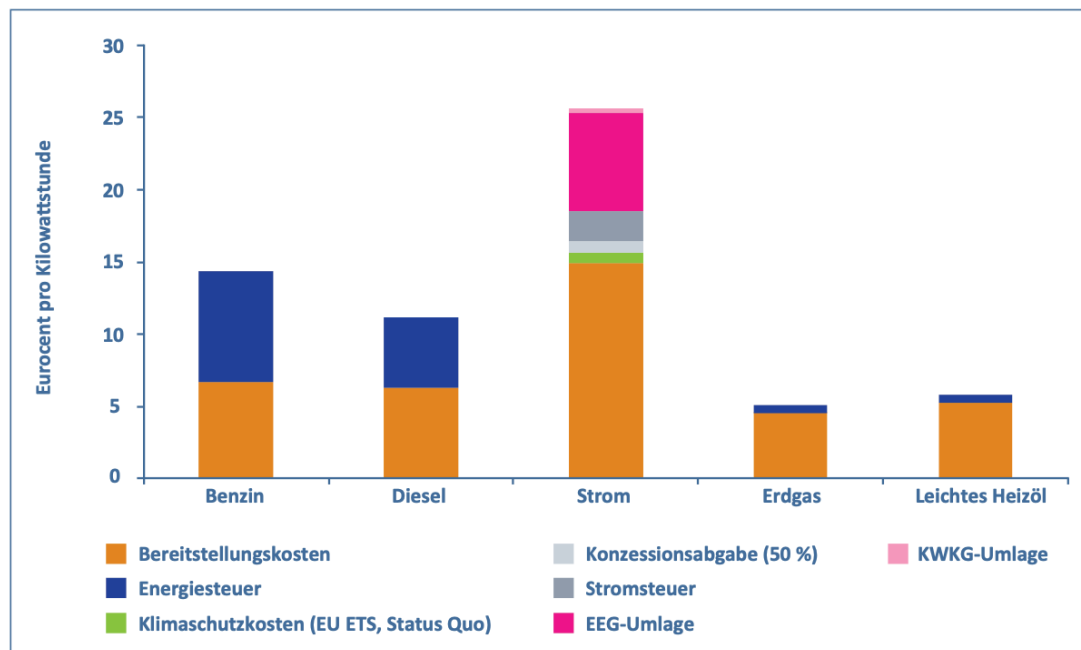


Abbildung 7: Durchschnittliche Endverbraucherpreise für ausgewählte Energieträger (acatech 2020)

Viele Energiedienstleistungen, die Letztverbraucher nachfragen, sind nicht notwendigerweise einem bestimmten Energieträger zuzuordnen. Zum Heizen beispielsweise kommen sowohl strombasierte Technologien, wie Wärmepumpen oder Elektroheizungen, aber auch gasbasierte Technologien, wie Gaskessel oder Blockheizkraftwerke in Frage. Diese zunehmende Substituierbarkeit und Verflechtung zwischen den Sektoren rückt die unterschiedliche Belastung mit SIPs zwischen den Sektoren in den Fokus.

4.2.1 Das identifizierte Problem

Steuern, Abgaben und Umlagen verzerren die Anreizwirkung eines effizienten CO₂-Preises als zentrales Steuerungsinstrument der Energiewende. Geschieht diese Verzerrung darüber hinaus asymmetrisch, sind also verschiedene Energieträger unterschiedlich von den SIPs betroffen, so fordert dies darüber hinaus die effiziente Abstimmung zwischen den Sektoren heraus.

Das gegenwärtige System von SIPs ist durch verschiedene Aspekte motiviert. Teilweise liegt den bestehenden Steuern und Abgaben bereits die Zielsetzung der Dekarbonisierung und Transformation des Energiesystems zugrunde. Teils sind die bestehenden Abgaben und Umlagen aber auch durch andere Steuerungszwecke als den Ausstoß von Treibhausgasen, etwa durch industriepolitische Belange getrieben. Im

Wesentlichen sind die gegenwärtigen Belastungen historisch gewachsen und bedürfen angesichts der nun zentralen Steuerung durch den CO₂-Preis einer Neubewertung.

Im Folgenden werden deshalb verschiedene Optionen zur Verringerung der Verzerrungen zwischen den Energiesektoren diskutiert und bewertet. Dabei stehen in dieser Studie die Verzerrungen zwischen und nicht innerhalb der Energiesektoren im Fokus.¹³

Die Finanzierung der Infrastrukturen in den jeweiligen Sektoren stellt eine wichtige Grundlage für Abgaben auf die Energiepreise dar. Die folgende Untersuchung klammert diesen Aspekt weitgehend aus, sodass beispielsweise die Netzentgelte in den leitungsgebundenen Energiesektoren, also für Strom und Gas, nicht betrachtet werden. Die Finanzierung der Straßeninfrastruktur findet ebenfalls keine Berücksichtigung. Die für Infrastruktur erhobenen Abgaben unterscheiden sich insofern von den SIPs, als dass sie unmittelbar mit der Nutzung der Infrastruktur in Verbindung gebracht werden können und effizienter Weise die Kosten der Bereitstellung der Infrastruktur direkt mit dem Nutzen aus dem Zugang zur Infrastruktur abgleichen.

Eine wichtige Prämisse der nachfolgenden Analyse ist, dass die Steuerungserfordernisse hinsichtlich Dekarbonisierung durch einen effizienten CO₂-Preis abgedeckt sind. Die Wettbewerbsfähigkeit klimaneutraler Prozesse ist damit grundsätzlich durch den CO₂-Preis herzustellen. Etwaige ergänzend erforderliche Instrumente, um z.B. Risiken bei der Preisentwicklung abzufangen, sind im Themenblock 1 (Kapitel 4.1) erfasst. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass ein gewisser Finanzierungsbedarf etwa für die Förderung der Energiewende weiterhin besteht; mindestens aus vergangenen Förderzusagen (EEG, KWKG, etc.) oder mitunter auch durch neue Förderinstrumente wie sie zum Beispiel in Kapitel 4.1.3. diskutiert werden.

4.2.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Um die beschriebenen Verzerrungen und etwaige negative Auswirkungen auf die Koordination der Energiesektoren und für die effiziente Dekarbonisierung zu adressieren, werden im Folgenden drei Handlungsoptionen diskutiert und bewertet. Die Handlungsoptionen zielen darauf ab, die durch die SIPs entstehenden Verzerrungen des

¹³ Die SIPs unterscheiden sich darüber hinaus auch zwischen unterschiedlichen Technologieoptionen innerhalb eines Energiesektors teils sehr deutlich. Im Zuge der Analysen in diesem Gutachten wurde dieser Aspekt jedoch nicht vertieft, da die entsprechende Hürde nicht von einer relevanten Mehrheit der Partner priorisiert wurde.

CO₂-Preises gänzlich zu eliminieren oder zumindest zwischen den Sektoren anzugleichen. Dabei wird im Grunde zwischen Abgaben und Umlagen auf der einen Seite und Steuern auf der anderen Seite unterschieden. Grundsätzlich sind die unterschiedlichen Ansätze für die verschiedenen Preisbestandteile, also die jeweiligen Handlungsoptionen bezüglich Abgaben und Umlagen mit denen in Bezug auf Steuern, kombinierbar.

Bei den betrachteten Handlungsoptionen handelt es sich um eine Auswahl, die im Rahmen des Projektes in Kooperation mit den Partnern getroffen wurde. Es können durchaus weitere Ansätze bestehen, die Verzerrungen zu mindern. Die Diskussion in dieser Studie stellt dementsprechend lediglich einen Ausschnitt aus der aktuellen Debatte dar.

Als zentrales Bewertungskriterium dient das Zusammenwirken der verschiedenen Optionen mit einem effizienten CO₂-Preis. Darüber hinaus werden jedoch auch andere Effekte mit einbezogen. Dies betrifft zum einen mögliche Verzerrungen der Signale anderer Märkte, zum Beispiel der Energie-Spotmärkte oder von Regel- und Flexibilitätsmärkten, oder Erfordernis und Umfang regulatorischer und juristischer Anpassungen, etwa der Anreizregulierung oder anderer Gesetze und Prozesse. Verteilungseffekte, zwischen Energieverbrauchern, -versorgern und dem Staat, fließen in die Analyse ein; genauso wie mögliche weitere Nachteile für die Bevölkerung im Allgemeinen. Eine detaillierte Betrachtung dieser Aspekte findet sich im Anhang, im Folgenden werden die wesentlichen Punkte zusammengefasst.

Handlungsoption 2.1: Umlagen sektorübergreifend erheben

Da die Umlagefinanzierung der Energiewende im Stromsektor eine effiziente Sektorenkopplung behindert, liegt es nahe, die Umlagen sektorübergreifend neu zu gestalten. Eine Finanzierung von Fördermechanismen im Energiesektor (z.B. EEG, KWKG und mögliche neue Instrumente) wäre demnach ergänzend zum CO₂-Preis, der allein die Dekarbonisierung steuert, weiterhin erforderlich. Gründe dafür könnten einerseits die Finanzierung historischer Verpflichtungen, weiterhin zusätzlich bestehende Förderbelange etwa der Industriepolitik, oder neue Förderbedarfe zum Beispiel zum Abfedern eines Preisrisikos sein (vgl. Kapitel 4.1). Solche Förderung kann weiterhin über Umlagen finanziert werden, diese würden gemäß dieser Handlungsoption aber nicht länger nur im Stromsektor erhoben.

Im Grunde bestehen zwei Unteroptionen zur sektorübergreifenden Erhebung solcher Umlagen; (a) gemäß möglichst minimaler Verzerrung oder (b) eine anteilige Umlage je Sektor, dem die zu finanzierenden Instrumente zugutekommen (vgl. z.B. r2B 2019).

Die *Erhebung von Umlagen und Abgaben sektorübergreifend jeweils gemäß minimaler Verzerrungen (a)* orientiert sich an den Elastizitäten in den einzelnen Sektoren und den Spillover-Effekten, die die Abgaben und Umlagen zwischen den Sektoren verursachen. Ziel ist es, die effiziente Allokation zwischen den Sektoren, wie sie sich ohne Umlagen einstellen würde, möglichst nicht zu verzerren. Entsprechend fallen die Umlagen auf besonders wirtschaftliche und konkurrenzfähige Anwendungen höher aus, als auf Energieverwendungen, bei denen durch die Umlagebelastung ein Spillover in andere Prozesse zu erwarten ist, etwa indem ein Technologiewechsel erfolgt.¹⁴ Besonders wettbewerbsfähige Technologien kommen auch dann noch ungefähr im gleichen Maße zum Einsatz, wenn sie mit den Umlagen und Abgaben belastet werden. Bei Anwendungen, die in starker Konkurrenz zu anderen Technologieoptionen stehen, würden die Abgaben und Umlagen hingegen mitunter den Anstoß zur Substitution geben und so deren Einsatz ineffizient verzerren.

Eine *Umlageerhebung jeweils anteilig in dem Sektor, dem die Instrumente zugutekommen (b)*, schließt Transfers zwischen den Sektoren im Wesentlichen aus. Der Finanzierungsbedarf wird jeweils anteilig einem Sektor zugordnet, der von den zu finanzierenden Instrumenten profitiert. Die Vergütung für Windkraftanlagen gemäß EEG würde demnach im Stromsektor, die Förderung von Wärmenetzen gemäß KWKG hingegen im Wärmesektor refinanziert. In allen (geförderten) Sektoren werden dann Umlagen mit einem entsprechenden Finanzierungsziel erhoben.

Option (a) basierend auf einer Erhebung nach inverser Elastizität kommt recht nahe an den aus ökonomischer Sicht idealen Zustand ohne Verzerrungen heran. Entscheidend für die Effektivität ist dabei, dass die Verzerrungen, die nicht gänzlich abgebaut werden können, zumindest im Rahmen der Möglichkeiten reduziert werden. Option (b) mit einer Zuteilung auf die einzelnen Sektoren anhand anderer Kriterien als der potenziellen Spillover-Effekte schneidet aus ökonomischer Sicht schlechter ab. Im Wesentlichen würden beide Optionen dazu führen, dass die Umlagen und Abgaben nicht länger nur im Stromsektor erhoben werden. Die erforderliche Finanzierung zusätzlicher Elemente wird dadurch auf eine breitere Basis gestellt und die Verzerrung beim Einsatz einzelner Anwendungen tendenziell reduziert.

¹⁴ Dies folgt im Grunde dem Ramsey-Prinzip inverser Elastizitäten.

Aus regulatorischer und juristischer Sicht birgt die Handlungsoption 2.1 (sowohl (a) als auch (b)) jedoch einige Probleme. Zum einen ist eine Zuordnung der Finanzierungsbedarfe nach Elastizitäten keineswegs trivial und wäre mit erheblicher Unsicherheit, sowie Diskussions- und Justierungsbedarf verbunden. Darüber hinaus sind die Umlagen und Abgaben aktuell in einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen verankert, die für die Umsetzung der Handlungsoption detailreicher Änderungen bedürften. Eine Vereinbarkeit mit dem Anspruch an eine sachliche Nähe bei der Erhebung von Abgaben und Umlagen, sowie mit dem EU-Beihilferecht wäre darüber hinaus zu prüfen.

Handlungsoption 2.2: Lenkungsinstrumente (außer CO₂-Preis) abschaffen

Wenn die Steuerung der Dekarbonisierung bereits durch einen effizienten CO₂-Preis erfolgt, führen alle zusätzlichen Lenkungsinstrumente zu Verzerrungen und können im Dienste einer effizienten Treibhausgasvermeidung und Integration der Energiesektoren abgeschafft werden (vgl. acatech 2020, Schultz pc 2018).

Einerseits würden demnach die Umlagen im Stromsektor abgeschafft. Etwaige Finanzierungsbedarfe, wie zum Beispiel aus historischen Förderverpflichtungen oder für Instrumente, die flankierende Ziele zum CO₂-Preis verfolgen, würden nicht länger umlagefinanziert. Sie wären dann anderweitig aus dem allgemeinen Haushalt zu decken.

Darüber hinaus würden Strom- und Energiesteuer abgeschafft bzw. auf das rechtlich zulässige Minimum reduziert. Dabei liegt die Annahme zugrunde, dass die CO₂-Effekte der Energieträger bereits durch einen effektiven CO₂-Preis internalisiert werden. Dem entsprechend wäre eine weitere Belastung mit Energiesteuern nicht mehr durch eine Effizienzkorrektur zur Internalisierung von Externalitäten gerechtfertigt.¹⁵

Etwaige Steuermindereinnahmen würden analog zu denen aus dem Wegfall der Umlagen und Abgaben ebenfalls im allgemeinen Haushalt kompensiert. Um eine solche Umschichtung aufkommensneutral zu gestalten, müssten allgemeine Steuern erhöht werden. Alternativ könnten aktuell anfallende Mehreinnahmen zum Beispiel aus der CO₂-Bepreisung eingesetzt werden. Insofern die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung nicht ausreichen, um die Fehleinnahmen auszugleichen, wären jedoch keinesfalls die

¹⁵ Bei einer Reduktion der Energiebesteuerung auch auf Treibstoffe (Benzin und Diesel) gilt es jedoch zu klären, wie die Infrastrukturkosten gedeckt werden können. Hier bieten sich verschiedene Modelle an (z.B. eine nutzungs- und ortsabhängige Maut, Erhöhung der KFZ-Steuer), deren Bewertung aber nicht Teil dieses Gutachtens ist.

CO₂-Preise über das effiziente Maß hinaus zu skalieren. Eine Anpassung der CO₂-Preise würde wiederum deren Steuerwirkung verzerren. In einem solchen Fall wären stattdessen allgemeine Steuern anzupassen.

Eine Abschaffung (bzw. Reduktion auf ein Mindestmaß) der SIPs stellt einen konsequenten Ansatz dar, der die Verzerrungen zwischen den Sektoren noch effektiver reduzieren kann als Handlungsoption 1 (Umlagen sektorübergreifend erheben). Zum einen adressiert diese Option zusätzlich zu den Verzerrungen aus Abgaben und Umlagen auch die Verzerrungen durch Steuern. Wichtiger jedoch ist, dass die Verzerrungen hier nahezu gänzlich eliminiert werden, anstatt durch eine sachgerechte Verteilung zwischen den Sektoren bloß die Verzerrungen zu verringern. Da der Finanzierungsbedarf bei dieser Option aus allgemeinen Steuern, also auch außerhalb der Energiesektoren, gedeckt wird, steht sie auf der breitestmöglichen Basis (vgl. auch EWI & FiFo 2017). Die Verzerrungen, die sich aus diesen breit gestreuten Steuern im Einzelnen ergeben, sind deshalb naturgemäß geringer als solche aus entsprechend höheren Aufschlägen, wie sie zur Finanzierung lediglich aus dem Energiesektor erforderlich wären.

Dem stehen entsprechend große Verteilungseffekte zu Ungunsten des Staates entgegen. Die Steuereinnahmen, die für die Finanzierung von Instrumenten zur Erreichung der Energiewende eingesetzt werden, stehen in anderen Bereichen der staatlichen Fürsorge nicht mehr zur Verfügung. Dabei ist es im Grunde unerheblich, ob allgemeine Haushaltsmittel oder die Einnahmen der CO₂-Bepreisung bilanziert werden. Beide Finanzierungsquellen beinhalten gleichermaßen eine Opportunität für den Staat andere Maßnahmen, etwa im sozialen Bereich oder beim Umweltschutz, zu unterstützen. Aus ökonomischer Sicht gibt es deshalb keinen Anlass, die Finanzierung unmittelbar mit den Einnahmen aus dem BEHG zu verknüpfen, anstatt sie aus allgemeinen Haushaltsmitteln zu bestreiten (in die die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung schließlich einfließen). Zur Steigerung der Akzeptanz beider Maßnahmen kann es jedoch aus politischer Sicht sinnvoll sein, einen Zusammenhang herzustellen.

Handlungsoption 2.3: Besteuerung der Energieträger entsprechend ihrer Klimawirkung anpassen

Um die Dekarbonisierung bestmöglich zu unterstützen, wird alternativ auch der Vorschlag diskutiert, die Besteuerung der Energieträger einheitlich anhand ihrer Klimawirkung zu skalieren und so klimafreundliche Technologien gezielt zu begünstigen.

In einer Studie für den Verband der Mineralölwirtschaft (MWV) und das Institut für Wärme und Mobilität (IWO) stellen Frontier Economics und FiFo Köln ein Konzept für eine Reform der Energiesteuer vor. Dieses Konzept sieht vor, die bestehende Energiesteuer auf Basis des CO₂-Ausstoßes fossilen Ursprungs von Brennstoffen zu erheben.¹⁶ Das gesamte Steueraufkommen soll zunächst durch die Reform nicht beeinflusst werden, nimmt bei entsprechender Marktdurchdringung CO₂-neutraler Brennstoffe allerdings ab, so dass auch bei dieser Variante der Finanzierungsbedarf mittel- bis langfristig aus anderen Haushaltsmitteln gedeckt werden müsste. Der Reformvorschlag ist so gestaltet, dass bei der Einführung des konzipierten Instruments die Belastung konventioneller Brennstoffe zunächst unverändert bleibt (Frontier Economics & FiFo 2021).

Die Energiesteuer wird bei dieser Handlungsoption zusätzlich zum CO₂-Preis nach CO₂-Belastung erhoben. Die Klimawirkung der Energieverwendung wird somit doppelt internalisiert; einerseits durch den CO₂-Preis und darüber hinaus durch die CO₂-abhängige Energiesteuer. Wenn die CO₂-Bepreisung bereits einen effizienten Einsatz von CO₂-Vermeidungsoptionen anreizt, schießt der zusätzliche Einsatz einer CO₂-basierten Steuer gleichsam über das Ziel hinaus. Wenn klimaschädliche Anwendungen in einem Sektor übermäßig belastet werden, kann dies ineffiziente Verschiebungen in andere Sektoren zur Folge haben (siehe analog dazu die Ausführungen in Kapitel 4.1). Ähnlich bewertet die EU Kommission in dem impact assessment, das dem Entwurf zur Anpassung der Energiesteuerrichtlinie aus Juli 2021 zugrunde liegt, eine mögliche Doppelung durch EU ETS und einer (anteiligen) Ausrichtung der Energiebesteuerung am CO₂-Ausstoß (EU COM 2021). Die doppelte Internalisierung des CO₂-Ausstoßes führt also nicht zwingend zu einer besseren oder schnelleren Zielerreichung, sondern birgt aus ökonomischer Sicht das Risiko neuer Verzerrungen zwischen den Sektoren.

Politisch wird ein solcher Reformvorschlag zwar durchaus diskutiert. Allerdings sieht der Entwurf der Kommission zur Anpassung der Energiesteuerrichtlinie vor dem Hintergrund, dass es auch einen Vorschlag zur Einführung eines separaten EU ETS für den Gebäude- und Verkehrssektor gibt, keine explizite Ausrichtung der Energiebesteuerung auf den CO₂-Ausstoß vor (EU COM 2021). Dies wird lediglich als eine Option

¹⁶ Statt als absoluter Wert je Brennstoffart, bemisst sich die konzipierte Energiesteuer demnach anhand des im Brennstoff enthaltenen fossilen Kohlenstoffs, was im Wesentlichen dem CO₂-Ausstoß bei der Verwendung entspricht. Durch die vorgeschlagene Reform würde die Energiesteuer für CO₂-neutraler Brennstoffe entfallen und deren Kostennachteil gegenüber konventionellen Brennstoffen unmittelbar zumindest reduziert und mittel- bis langfristig eher ausgeglichen. Zu Strom als Energieträger besteht (bezogen auf die Kilowattstunde ohnehin kein Kostennachteil).

betrachtet für den Fall, dass es nicht zu einem EU ETS für den Verkehrs- und Gebäudereich kommt.

4.2.3 Die Handlungsempfehlung

Wie oben dargestellt, haben die diskutierten Handlungsoptionen zur Reduktion der Verzerrungen zwischen den Sektoren jeweils spezifische Stärken und Schwächen. Eine sektorübergreifende Erhebung der Abgaben verringert zwar die Verzerrungen, räumt sie aber nicht aus. Juristisch und regulatorisch ist insbesondere die ökonomisch effiziente Option der Umgestaltung anhand von Nachfrageelastizitäten eher schwer umzusetzen, beispielsweise weil die Elastizitäten in den Sektoren schwer abschätzbar und durch neue Technologien veränderlich sind.

Die Abschaffung der Instrumente zusätzlich zum CO₂-Preis räumt hingegen die Verzerrungen weitgehend aus und ist somit die vielversprechendste Handlungsoption. Sie geht allerdings zulasten des Staatshaushaltes. Kosten, die bislang durch Umlagen und Steuern gedeckt wurden, können jedoch über den allgemeinen Haushalt auf eine breitere Basis gestellt und somit effizienter und weniger verzerrend finanziert werden.¹⁷ Während die Abschaffung der bestehenden Umlagen und die Reduktion der Stromsteuer kurzfristig umsetzbar erscheinen, bedingt eine Abschaffung bzw. Reduktion der Energiesteuern insbesondere im Verkehrsbereich den Aufbau einer alternativen Infrastrukturabgabe. Daher geht die Abschaffung der Energiebesteuerung mit einem höheren Aufwand einher und birgt ein höheres Komplexitätsniveau, als dies bei den Umlagen der Fall ist. Eine Besteuerung nach Klimawirkung dagegen birgt weiterhin Verzerrungen zwischen den Sektoren und überwindet somit die betrachtete Hürde nicht.

Grundsätzlich können verschiedene Instrumente für jeweils Umlagen und Abgaben und in Bezug auf Steuern kombiniert werden. Sollten also im Bereich der Steuern (oder gar einzelner Steuern, wie etwa der Energiesteuer) juristische oder sonstige Belange einer Abschaffung der Instrumente entgegenstehen, so ist diese dennoch für die restlichen Instrumente empfehlenswert.

¹⁷ Mitunter können die Einnahmen aus dem BEHG für die Umsetzung dieser Option herangezogen werden. Dies ist jedoch keinesfalls erforderlich. Darüber hinaus sollte ein effizienter CO₂-Preis nicht anhand der Finanzierungserfordernis einer solchen Maßnahme skalieren, sondern sich aus Angebot und Nachfrage nach CO₂-Vermeidung herausbilden.

Handlungsempfehlung zum Abbau von Verzerrungen zwischen den Sektoren

- ⇒ Abschaffung von Umlagen, die auf den Strompreis aufgeschlagen werden, sowie Strom- und Brennstoffsteuern verringern
- ⇒ CO₂-Preis und Infrastrukturabgaben bleiben bestehen

4.3 Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen

4.3.1 Das identifizierte Problem

Klimaneutralität setzt einen Energieträgermix voraus. Unabhängig davon, wie dieser Mix spezifisch ausgeprägt ist, ergibt sich ein Bedarf, die Anreize der Netzbetreiber der verschiedenen Infrastrukturen aufeinander abzustimmen, um die Gesamtkosten der Infrastruktur auf ein effizientes Niveau zu bringen. Dies betrifft insbesondere die Anreize für Investitionen in neue Infrastrukturprojekte in den einzelnen Sektoren (Strom, Gas und Wasserstoff). Zum einen können Marktsignale genutzt werden, um die entsprechende Koordination der Infrastrukturen sicherzustellen. Dies findet im wettbewerblichen Bereich der Wertschöpfung statt, also in der Erzeugung, im Vertrieb und im Handel. Handelt es sich jedoch um regulierte Infrastruktursysteme, also die natürlichen Monopole der Netzinfrasturktur, so müssen die entsprechenden Anreize über die Regulierung gesetzt werden. Dies ist insbesondere dann relevant, wenn es zu einer Verknüpfung der verschiedenen Infrastrukturen kommt, etwa durch Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure. Hier setzt der whole system approach an und bietet einen Lösungsansatz, um bei einem Technologiemarkt die Anreize der Netzbetreiber in den betroffenen Sektoren aufeinander abzustimmen.

Der Rat der europäischen Regulierungsbehörden CEER (2018, S. 29) hat den Begriff whole system approach (WSA) wie folgt definiert: „The WSA requires the DSO to look at net benefits on a wider basis than their own grid.“ Die regulatorische Herausforderung liegt dabei, wie CEER (2018, S. 29) anmerkt: “in some situations, externalities not fully priced in must be considered by regulators.”

Das Kernproblem im Hintergrund ist die Fragmentierung des Gesamtsystems, also die Zunahme an jeweils unabhängigen Akteuren im Gesamtsystem, die es zu koordinieren

gilt. Im Energiebereich im weiteren Sinne werden folgende Treiber für eine weitreichende Fragmentierung unterschieden. Erstens, die Liberalisierung und damit einhergehend Entflechtung und die steigende Bedeutung unterschiedlichster Marktparteien. Zweitens, die Energiewende und damit die Dezentralisierung der Energieversorgung und auch hier das Entstehen neuer Marktparteien. Drittens, das verstärkte Zusammenwachsen der Energiesektoren, namentlich die Sektorenkopplung; zwar verstärkt diese Entwicklung die Fragmentierung nicht, aber offenbart, dass sämtliche Sektoren sich historisch weitgehend unabhängig voneinander entwickelt haben.

Der WSA zielt, zumindest gemäß dem Verständnis in der vorliegenden Studie, auf die verbesserte Abstimmung der *Schnittstellen* zwischen den Infrastrukturen und zwischen einzelnen Stufen eines Sektors; es geht hier nicht darum, das gesamte System aller Energiesektoren komplett zu koordinieren. Stattdessen ist das moderatere Ziel, mögliche Reibungsverluste innerhalb und zwischen den Sektoren zu verringern. Der WSA umfasst sowohl horizontale Aspekte (insb. zwischen den Sektoren) sowie vertikale Aspekte (innerhalb einzelner Sektoren). Dazu umfasst der whole system approach (WSA) drei solche Schnittstellen, bzw. Ebenen, der Gesamtsystemoptimierung:

1. zwischen den Netzen in einem Sektor (whole-network approach),
2. zwischen Netzbereich und Markt in einem Sektor (whole-chain approach),
3. zwischen verschiedenen Sektoren (cross-system approach).

Untere Abbildung fasst die drei Ebenen zusammen.

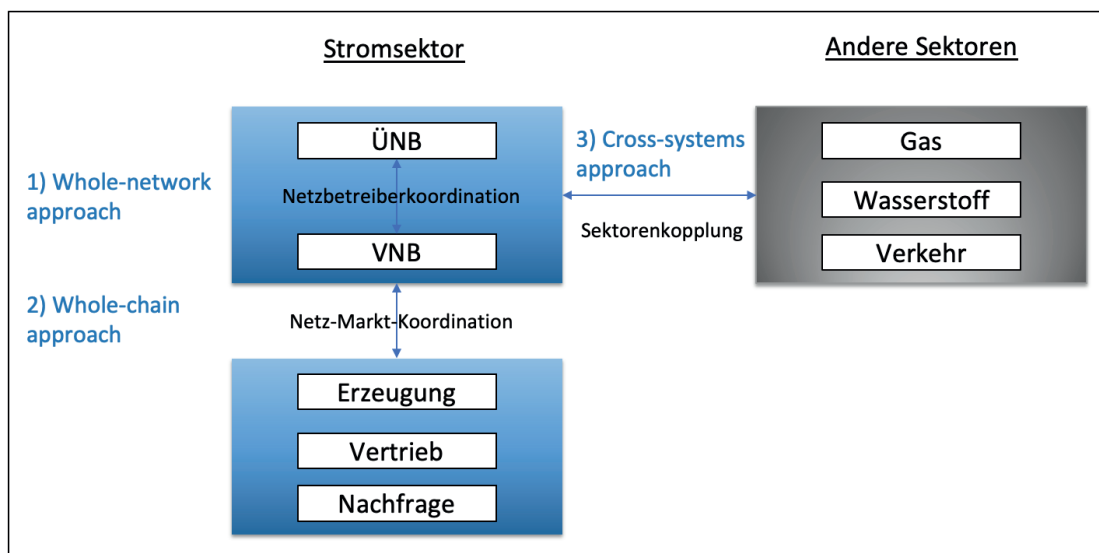


Abbildung 8: Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach).

Quelle: eigene Darstellung basierend auf CEER (2020).

Im Fokus der Diskussion stehen vor allem die Netzbereiche, gerade weil diese reguliert werden. Hier wird der Begriff Regulierung etwas breiter aufgefasst und umfasst die Anreizregulierung¹⁸, Netzentgeltregulierung sowie Governance (z.B. Entflechtungsmaßnahmen) und an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt auch das Marktdesign. Zum einen ist die Regulierung Teil des Problems der Fragmentierung. Die derzeitige Regulierung fokussiert sich auf Anreize für eine netzspezifische individuelle Optimierung der einzelnen Netzbetreiber und setzt die Grenzen für netzübergreifende Optimierung: anders formuliert, die Regulierung berücksichtigt in aller Regel keine netzübergreifenden Effekte. Zum anderen ist die Regulierung Teil der Lösung, genau weil sie die Anreize der Netzbetreiber bestimmt.

Wir unterscheiden drei Instrumente zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung. Zum Teil sind diese Instrumente Substitute zueinander, zum Teil aber ergänzen sie sich und hängen eher interaktiv zusammen:

Handlungsoption 3.1: Output-Orientierte Regulierung - Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzbepreisungssystematik

Handlungsoption 3.3: Anpassung der Governance-Strukturen

4.3.2 Die Handlungsoptionen

Handlungsoption 3.1: Output-Orientierte Regulierung - Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Die Anreizregulierung, wie wir diese in Deutschland als ARegV kennen, ist sehr stark auf einzelne Netzbetreiber und den effizienten Netzbetrieb fokussiert; netz- oder netzbetreiberübergreifende Effekte werden nur indirekt berücksichtigt. Mit zunehmender Sektorkopplung wird dies zu einer zentralen Hürde für die Gesamtsystemoptimierung. Eine neue Entwicklung in der Netzregulierung, die output-orientierte Regulierung (OOR), setzt hier an und könnte das Ziel eines WSA aufgreifen und die Gesamtsystemoptimierung damit weiter vorantreiben (vgl. Brunekreeft et al., 2020a). Output-orientierte Regulierung ist die gezielte Beanreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden. OOR

¹⁸ Also die behördlich festgelegte Kostenanerkennung die die Erlösbergrenze der regulierten Unternehmen festlegt.

bindet gezielt und selektiv die Erlöse (Boni) an das Erreichen vorgegebener Ziele (Outputs).

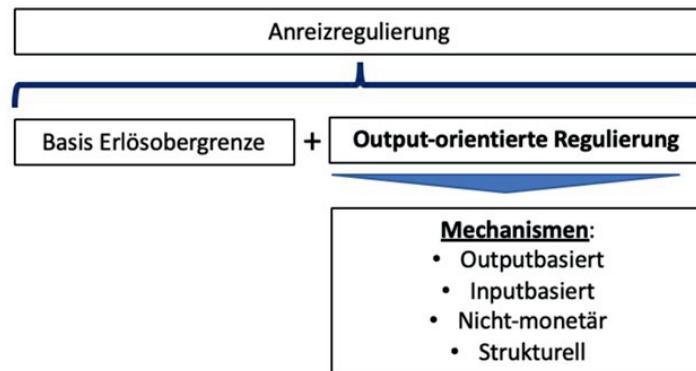


Abbildung 9: Output-orientierte Regulierung als gezielte Ergänzung zur Basiserlös-obergrenze.

Quelle: eigene Darstellung; vgl. Brunekreeft et al. (2020a).

Dabei ersetzt OOR nicht die bestehende Erlösobergrenze der Anreizregulierung, sondern ergänzt diese um Erlöselemente, die an das Erreichen regulatorisch vorgegebener Outputziele gekoppelt sind. Im vorliegenden Zusammenhang würde OOR die Abstimmung der regulierten Netzinfrastrukturen als Outputziel definieren und so das Bestreben der Netzbetreiber zu einer besseren Abstimmung zwischen den regulierten Netzinfrastrukturen anreizen. In dieser Vorstellung verbleibt die Basiserlös-obergrenze für das Kerngeschäft der Netzbetreiber erhalten; jedoch ergänzen output-orientierte Regulierungskomponenten die Basisregulierung zur Beanreizung weiterer Aufgaben und Verantwortungen, wie z.B. WSA. Diese Anwendung des WSA auf die Anreize der Netzbetreiber erscheint notwendig für eine integrierte Netzentwicklungsplanung (siehe Handlungsfeld 4), um sicherzustellen, dass Investitionsentscheidungen der regulierten Netzbetreiber über Sektorgrenzen hinweg abgestimmt und optimiert werden.

Beispiel: Elektrolyseure

Die geographische Verteilung von Elektrolyseanlagen in Deutschland wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst und unterliegt verschiedenen Anreizen im Markt. Gleichzeitig beeinflusst die Verteilung der Anlagen verschiedene Infrastrukturen. Während Anlagen direkt am Standort der Wasserstoffnachfrage starken Einfluss auf die Strominfrastruktur nehmen, ist dies bei Anlagen, die in der Nähe von Stromerzeugungsanlagen verortet werden, häufig weniger der Fall, da sich dann der Energietransport auf andere Infrastrukturen verlagern kann. Es bedarf daher neuer Ansätze, um die

Verteilung der Elektrolyseure durch die Marktakteure so anzureizen, dass die Infrastrukturkosten über alle Netze hinweg optimiert werden: d.h. die Kostenanerkennung für die Netzintegration der Elektrolyseure durch den Strom- und Gasnetzbetreiber muss so gestaltet sein, dass die aus Systemsicht optimale Standortwahl auch bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung der betreffenden Netzbetreiber die wirtschaftlichste ist. Dies bedingt auch, dass die regulierten Netzbetreiber eine Möglichkeit erhalten (etwa über die Netzentgelte (siehe Handlungsoption 3.2) oder andere räumliche Signale (siehe Kapitel 5.1.2)) entsprechende Signale an die wettbewerblichen Akteure, die die Elektrolyseure betreiben, senden können. Bisher gibt es einen solchen Anreiz zur Koordination zwischen den regulierten Netzbetreibern nicht, da die einzelnen Infrastrukturbetreiber lediglich prüfen, welche Kosten im eigenen Netz bei Anschluss eines Elektrolyseurs entstehen. Ziel sollte es aber sein, dass bei der Standortwahl für den Elektrolyseur auch eine Abwägung zwischen den Infrastrukturen stattfindet, so dass durch die Standortwahl die Anschlusskosten der Elektrolyseure minimiert werden. Ein Ansatzpunkt dazu könnte ein Output sein, der auf die durchschnittlichen Anschlusskosten der Elektrolyseure in den jeweiligen Netzgebieten abstellt und hierbei die Kosten (auch für Verstärkungsmaßnahmen tiefer im Netz) aller Infrastrukturen in Betracht zieht. Grundlage dieses Outputs könnten die jeweiligen Netzanschlussangebote der Infrastrukturbetreiber sein. Solch ein Ansatz erscheint aber nur in solchen Fällen sinnvoll, in denen eine Standortentscheidung zwischen erzeugungsnahen und lastnahen Standorten abgewogen werden kann. Da bei einer solchen Systematik mehrere Netzbetreiber von verschiedenen Infrastrukturen (Strom, Gas, Wasserstoff) potenziell betroffen wären, gibt es bei der Umsetzung einer solchen Maßnahme viele Detailfragen, die an dieser Stelle nicht adressiert werden können. Das Beispiel dient vielmehr dazu zu illustrieren, wie solch ein Instrument aussehen könnte, ohne die notwendigen Details hier schon auszuarbeiten.

Beispiel: Data facilitation

Wie CEER (2020) ausführt, verfügen Netzbetreiber (sowie andere Parteien) über viele Daten, die zusammengelegt einen Beitrag für die Gesamtsystemoptimierung liefern können. Dafür sollten relevante Daten Dritten zur Verfügung gestellt werden. Das Problem ist aber, dass die regulierten Netzbetreiber klassisch nur Anreize haben relevante Daten für den eigenen Netzbetrieb zu sammeln und keine Anreize haben, Daten anderen zur Verfügung zu stellen (data facilitation). Anders formuliert: unter der ARegV werden Netzbetreiber nicht für data facilitation bezahlt.

Zur Verbesserung eines WSA könnte demnach eine Anpassung der Anreizregulierung sein, WSA-dienliche Daten explizit zu vergüten. Man könne sich einen WSA-Datenplattformbetreiber vorstellen, der Daten von den Netzbetreibern einkauft. Die Erlöse des Datenverkaufs bleiben in angemessenem Maße als Zusatzgewinn bei den Netzbetreibern.

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzbepreisungssystematik

Die sektorübergreifende Gesamtsystemoptimierung kann auch über die Netzentgeltsystematik verstärkt werden; dies zielt vor allem auf die Netzanschluss- und Netznutzungsentgelte für Strom und Gas (sowie zukünftig potenziell auch im Wasserstoffbereich) ab. Die derzeitige regulierte Netzentgeltsystematik wurde nicht mit einem Fokus auf Gesamtsystemoptimierung konzeptioniert und ist im Wesentlichen bislang eher statisch und unflexibel ausgestaltet. Ein Trend zu mehr Flexibilisierung gibt es aber durchaus: Im Entwurf der EnWG-Novelle von 2021 wurde mit §41, insb. §41a Schritte in Richtung flexibler Energietarife gemacht. Die Handlungsoption 3.2 greift diesen Trend auf und führt diesen weiter indem dem Netzbetreiber die Option gegeben wird mit einer gezielt eingesetzten flexibleren Netzentgeltsystematik den Standort und das Verhalten von netznahen Akteuren (Sektorkopplungstechnologien) lenken zu können.

Es geht hier nicht so sehr um den Standardendverbraucher, der mit den Netzentgelten die Netze finanziert. Vielmehr geht es darum, dass Netzentgelte (sei es für Anschluss oder Nutzung) stärker als Steuerungsinstrumente genutzt werden könnten. Bestimmte Netzentgeltstrukturen sind gut dafür geeignet, dass der Netzbetreiber mit ihrer Hilfe die Netznutzer netz- und systemdienlich lenken kann; zeitlich, geographisch und technologisch. Eine entsprechende Anpassung der Netzentgeltsystematik ist dabei eher inkrementell; die Basissystematik, insbesondere für die kleinen Netznutzer, würde weitgehend unberührt bleiben.

Grundsätzlich wäre es natürlich weiterhin möglich die komplette Netzanschlussentgeltsystematik umzustellen, etwa hin zu deep charging oder long run incremental costs. Um die Koordination zwischen den Sektoren zu erhöhen, könnte aber bereits eine inkrementelle Anpassung der Netzanschlussbedingungen der Gesamtsystemoptimierung dienen, ohne einen zu hohen Umsetzungsaufwand zu generieren. Eine solche inkrementelle Lösung wird aktuell in der internationalen Debatte um innovativere Netzanschlussbedingungen unter der Überschrift der smart connection agreements (bzw. smart contracts) geführt (vgl. Furusawa et al., 2019). Im Kern steht hierbei das Konzept,

dass der Netzbetreiber neben dem standardisierten Netzanschlussstarif eine alternative Option mitunter zu besseren Konditionen für den Netznutzer anbietet, die den Netznutzer anreizen soll, sich netzdienlich aufzustellen. Diese alternativen Optionen können z.B. eine zeitliche oder lokale Komponente beinhalten. Die aktuelle Debatte fokussiert sich insbesondere auf eine Anwendung der smart connection agreements auf (erneuerbare) Erzeugungsanlagen (vgl. Furusawa et al., 2019), eine breitere Anwendung auf Sektorkopplungstechnologien wäre aber möglich.

Drei Aspekte sind im Zusammenhang mit der sektorübergreifenden Gesamtsystemoptimierung über die Netzentgeltsystematik besonders wichtig. Erstens sind die smart connection agreements weitgehend kontextabhängig; d.h. der Netzbetreiber kann mit diesem Instrument sehr fallspezifisch das Verhalten bzw. die Investitionen der Netznutzer lenken. Es ist in diesem Rahmen durchaus möglich Einzelverträge mit individuellen Netznutzern oder anderen Netzbetreibern zu schließen. Zweitens sollten solche smart connection agreements eine breite Anwendung finden können. Derzeit sind Stromerzeuger zwar weitgehend von Netzentgelten befreit, dies impliziert aber nicht zwangsläufig, dass sie auch von smart connection agreements ausgeschlossen sein sollten. Vielmehr sind die Erzeuger eine relevante Zielgruppe von smart connection agreements. Drittens beruhen die smart connection agreements auf Teilnahmefreiwilligkeit; zwar übernimmt der Netzbetreiber Lenkungscompetenz sobald ein agreement abgeschlossen ist, aber die Teilnahme an einem solchen Mechanismus durch die Netznutzer ist optional, so dass die Netznutzer auch immer auf die klassische Lösung zurückfallen können.

Beispiel: Gleichzeitigkeiten bei Elektromobilität oder anderen Sektorkopplungstechnologien

Die Einwirkung dezentraler Einspeisung und Abnahme auf die Verteilnetze ist divers und fallabhängig. Dies wird aktuell insbesondere im Hinblick auf die E-Mobilität diskutiert, betrifft aber letztlich alle Sektorkopplungstechnologien, die auf einheitliche Signale (etwa aus den Strommärkten) reagieren oder deren Nutzerverhalten sich stark überschneidet (bswp. im Power2Heat-Bereich). Die aktuellen Diskussionen zur Elektromobilität illustrieren das Problem: Das Laden von Elektroautos kann, abhängig von den spezifischen Umständen und Betrieb im Netz, netzentlastend aber auch -belastend sein. Der optimale kurz- und langfristige Netzbetrieb erfordert präzise standortgebundene und zeitliche Abwägungen; der Netzbetreiber braucht entsprechende Flexibilität um Einspeisung und Abnahme systemdienlich zu optimieren. Bevorzugter Weise stellt

das Marktdesign sicher, dass die Marktparteien angemessene Anreize haben, Preise und Verträge zu finden, mit denen das System funktioniert. Es liegt im Interesse des Netzbetreibers, Verträge anzubieten, um die Ladevorgänge von Elektroautos so zu koordinieren, dass eine ineffiziente Netzerweiterung vermieden wird.

Der entscheidende Punkt ist, dass mit der Entwicklung hin zu intelligenten Netzen die Verträge zur Netznutzung ohnehin weitaus differenzierter werden und daher standortbezogene und zeitliche Komponenten zunehmend Teil dieser Vereinbarungen werden können. Die einzige regulatorische Intervention wäre, den Netzbetreibern mehr Flexibilität zu ermöglichen, diese Signale (räumlich und/oder zeitlich) bei Bedarf umzusetzen. In der Debatte um die aktuell vertagte weitere Ausgestaltung des §14a EnWG steht der Vorschlag im Raum steuerbare Verbraucher optional entweder mit einem vergleichsweise teuren, unbeschränkten (*unbedingt*) oder über einen günstigeren Zugang mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber (*bedingt*) anzuschließen. Diese Ausgestaltungsoption der bedingten Netznutzung kann im Wesentlichen als smart connection agreement eingestuft werden. Aktuell fokussiert sich diese Debatte auf Elektromobilität. Analog kann diese Debatte aber auch auf andere Sektorkopplungstechnologien angewandt werden, etwa im Power2Heat Bereich oder andere Technologien, die zukünftig im umfassenderen Maße auf die gleichen Anreize reagieren (Markt oder Nutzerverhalten).

Beispiel: Netzbepreisung und Selbstversorgung am Beispiel PV-Anlagen

Die gegenwärtige Netzentgeltstruktur für Selbstversorgung bei PV-Anlagen nach StromNEV verursacht eine sogenannte Spirale der Entsolidarisierung:

- Für PV-Einspeisung werden zwar keine Netzentgelte gezahlt, aber die Einspeisung des Selbstversorgers vermeidet Netzentgelte an der Abnahmeseite. Die Entgelte entfallen größtenteils auf die Stromabnahme, die bei Prosumern deutlich geringer ausfällt. Die Netzbetreiber verlieren Einnahmen durch dieses Vergütungsprinzip. Gleichzeitig aber werden die Netzentgelte auf Basis der gesamten Netzkosten berechnet, die sich durch Eigenversorgung jedoch kaum verringern.
- Mehr PV-Anlagen bedeuten mehr Selbstversorgung, was wiederum mehr Einnahmenverluste bei den Netzbetreibern bedeutet. Aus dem Kostendeckungsprinzip folgt, dass die Netzentgelte steigen. Steigende Netzentgelte machen aber die Selbstversorgung noch attraktiver, sodass mehr in Selbstversorgung investiert wird usw.: es folgt die erwähnte Spirale.

Das Problem und die Lösung des Problems liegen in der Netzentgeltstruktur. Brandstätt (2021) zeigt, dass wenn die Netzentgeltstruktur stärker kapazitätsbasiert (kW) und weniger mengenbasiert (kWh) ist, die Spiralwirkung geringer ausfällt und im Idealfall sogar verschwindet. Durch die kapazitätsbasierte Bepreisung sind die Anreize für Selbstversorgung netzdienlicher. Eine weitere Möglichkeit eine solche Verschiebung innerhalb der Netzentgeltstruktur zu erreichen, wäre eine Kostenentlastung von Netzteilen mit hohem Potenzial zur Selbstversorgung (vgl. Brandstätt, 2021).

Obiges Beispiel illustriert wie eine Anpassung der Netzentgeltstruktur das Investitionsverhalten von Netznutzern systemoptimierend lenken kann. Analog lässt sich diese Debatte auch auf andere Sektorkopplungstechnologien zur Selbstversorgung (bspw. H₂-BHKW) übertragen.

Handlungsoption 4.3: Anpassung der Governance-Strukturen im regulierten Bereich der Netzinfrastrukturen

Die Energiesektoren (Strom und Gas) selbst, als auch die Netzbereiche innerhalb und zwischen den Sektoren sind sehr fragmentiert. Neben einer Vielzahl an Netzbetreibern, gibt es eine Vielzahl an Marktakteuren (Erzeuger, Verbraucher, Vertriebe und Händler). Zum einen haben sich die Sektoren und deren Regelrahmen historisch weitgehend separat entwickelt, was in der Vergangenheit sicherlich auch zielführend war, da die verschiedenen Sektoren unterschiedlich schnell gewachsen sind und unterschiedliche Nachfragen befriedigen mussten. Unter dem Stichwort Sektorenkopplung sehen wir nun aber verstärkt einen Bedarf, dass die Sektoren zumindest teilweise wieder stärker zusammenwachsen. Zum anderen hat die Liberalisierung mit Entflechtungsmaßnahmen und der Entwicklung vieler neuer Marktparteien die Sektoren in sich stark fragmentiert: die Netzbereiche sind weitgehend vom Markt abgegrenzt und ermöglichen den (multilateralen) Austausch vieler Akteure, auch wenn sie auf diesen Austausch kaum Einfluss nehmen können. Grundsätzlich hat die Liberalisierung auch viele positive Aspekte (insbesondere Effizienzsteigerungen), so dass es hier nicht darum geht die Liberalisierung zu widerrufen. Vielmehr zeigt sich nun aber durch die Sektorkopplung, wo zentrale Schwächen durch die Liberalisierung entstanden sind, die es nun zu adressieren gilt. So führt die weitgehende Fragmentierung insbesondere der Netzbereiche zu Abstimmungsverlusten an den Schnittstellen 1) zwischen den Netzen, 2) zwischen Netz und Markt und 3) zwischen den Sektoren. Genau an diesen Stellen könnten alternative Governance-Ansätze eingesetzt werden, um die Koordination zwischen den

Sektoren zielgerichtet zu erhöhen, ohne von der liberalisierten Grundordnung der Sektoren abzuweichen.

Eine sektorale Governance Struktur umfasst (vgl. hierzu die grundlegenden Ansätze von Williamson, 1975):

- Eigentumsverhältnisse,
- (langfristige) Verträge,
- (kurzfristige) Markttransaktionen.

Grundsätzlich können Anpassungen in allen drei Bereichen der Governance-Struktur genutzt werden, um die Gesamtsystemoptimierung zu erhöhen. So wären selektive Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln ein Beispiel für eine fallspezifische Anpassung der Eigentumsverhältnisse. Projektspezifische und zeitlich befristete joint ventures stellen Ausnahmen in Form von langfristigen Verträgen dar. Die Entwicklung von regionalen Flexibilitätsmärkten, in die auch Elektrolyse eingebunden wird, illustrieren Governance-Optionen im Bereich der (kurzfristigen) Markttransaktionen.

Beispiel: Multi-Use Speicher

Die Problematik wird durch das Beispiel so genannter Multi-Use-Speicher gut illustriert (vgl. Meyer et al., 2017). Stromspeicher, z.B. in Form von Batterien oder aber auch Sektorkopplungstechnologien, können sowohl marktdienlich (zur Erzielung von Arbitragegewinnen) als auch netzdienlich (als Flexibilität) eingesetzt werden. In der Regel sind sie jedoch nur rentabel, wenn sie flexibel für beide Zwecke eingesetzt werden können. Dies erfordert ein Marktdesign, bei dem der Betreiber Einsatzzeiten, Kosten und Erlöse nach klaren Regeln zwischen reguliertem Bereich und Markt aufteilen kann. Ohne eine solche Mehrfachvermarktung würde nach individueller Optimierung nicht in Multi-use Speicher investiert werden: es entsteht ein „blinder Fleck“.

Nach Artikel 54 (1) der EU-Richtlinie dürfen zumindest Übertragungsnetzbetreiber jedoch ausdrücklich „nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben“ (EU COM 2019b). Der Hintergrund: Netzbetreiber dürfen nicht in Wettbewerbsmärkten tätig werden und etwa Arbitrage-Geschäfte im Spot-Markt durchführen. Eine Ausnahme lassen die Entflechtungsvorschriften lediglich zu, wenn sich nach einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren kein Marktinvestor findet. Auch in diesem Fall lässt der gesetzliche und regulatorische Rahmen jedoch keine Mehrfachnutzung zu, da der Übertragungsnetzbetreiber den Speicher ausschließlich netzseitig einsetzen darf.

Ökonomisch ließe sich eine Speicherausschreibung jedoch auch so gestalten, dass eine Kofinanzierung des Speichers aus Markterlösen und regulierten Erlösen möglich wird. Die wettbewerblichen Ausschreibungsgebote stellen die Zahlungsbereitschaften der Marktinvestoren dar und entsprechen somit dem erwarteten marktseitigen Wert des Speichers. Der netzseitige Wert des Speichers muss folglich mindestens den verbleibenden Kosten entsprechen, und nur diese Kosten würden regulatorisch vergütet werden. Somit könnte auch der Netzbetreiber um die Errichtung des Speichers mitbieten und würde bei erfolgreichem Gebot keine Möglichkeit der Quersubventionierung haben. Dies würde im Gegenteil die Anreize des Netzbetreibers schaffen, den Speicher effizient dort einzusetzen, wo er gerade den höchsten Nutzen erzielt, da sich seine Erlöse im Sinne der output-orientierten Anreize genau danach bestimmen, welcher Markterlös mit dem Speicher erzielt werden kann (Meyer et al., 2017).

Durch die EnWG Novelle wurde mit §11 EnWG die Grundlage zur Umsetzung dieses Modells geschaffen.

Beispiel: Sektorenkopplung Gas- und Stromnetz: E-Verdichter

Sektorkopplung, zum Beispiel die Kopplung der Strom- und Gasverteilnetze, kann ein kostengünstiges Flexibilitätspotenzial bieten und somit die Kosten des Gesamtsystems verringern. Demnach können Gasnetzbetreiber (GasNB) unter Umständen schon heute elektrische Gasverdichter (E-Verdichter)¹⁹ in ihre Netze integrieren, bei denen nicht nur geringere Investitionskosten, sondern auch geringere Betriebskosten erwartet werden. E-Verdichter stellen dann in dem Stromverteilnetz neue Verbraucherkapazitäten dar, die gezielt zum Abfangen von Stromüberschüssen aus erneuerbarer Energie eingesetzt werden könnten. Hierdurch können Netzengpässe im Stromverteilnetz ggf. vermieden und Abregelung der erneuerbaren Erzeugung oder Kosten des weiteren Netzausbaus eingespart werden.

Die Problematik der E-Verdichter spielt an der Schnittstelle zwischen den regulierten Netzbereichen zweier Sektoren. Die regulatorisch auftretenden Fragen sind 1) ob eine solche Kooperation, unter den geltenden Entflechtungsregeln, uneingeschränkt zugelassen werden könnte, 2) inwiefern die Verrechnungspreise regulatorisch bestimmt werden müssen oder von den beteiligten Netzbetreibern frei bestimmt werden können,

¹⁹ Um Strömungsverluste in Gaspipelines auszugleichen, ist es erforderlich das transportierte Gas durch Verdichter erneut zu komprimieren. Ein elektrisch betriebener Gasverdichter kann anstelle eines gasbetriebenen Verdichters eingesetzt werden.

und 3) wie die einhergehenden Kosten und Erlösen jeweils in die regulierten Erlösobergrenze fließen?

Insofern es sich um zwei unabhängige regulierte Netzbetreiber handelt, kann eine solche Kooperation aus regulatorischer Sicht relativ entspannt angegangen werden. Eine uneingeschränkte Kopplung der Netze von zwei unabhängigen Netzbetreibern verbessert die Wohlfahrt von Netzkunden. Netzbetreiber erreichen durch direkte Verhandlungen einen Entschädigungspreis, der frei von Quersubventionen sein dürfte. Jeder Gas- und Strom-Kunde wird durch die Sektorkopplung bessergestellt. Aus dieser Sicht führen regulatorische Auflagen und Zusatzkontrollen eher zu Effizienzenzinbußen (Vermeidung der weniger lukrativen Kopplungsprojekte) als zu einer Wohlfahrtsverbesserung. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein Regulierungsrahmen, der beide Netzbetreiber zur Senkung eigener Kosten anreizt.

4.3.3 Die Handlungsempfehlung

Bewertung der Handlungsoptionen

Im Folgenden fassen wir die Kernaussagen der Multi-Kriterien-Analyse zu den Handlungsoptionen kurz zusammen. Eine detailliertere Beschreibung der verschiedenen Kriterien und deren Evaluierung befindet sich in Anhang 6.

Handlungsoption 3.1 stellt eine (potenziell umfassende) Ergänzung der bestehenden Anreizregulierung dar, indem diese um output-orientierte Regulierungselemente erweitert wird. Die Anreizregulierung würde grundsätzlich nicht angepasst, sondern „nur“ um outputbasierte Elemente ergänzt, die auf die Systemoptimierung abzielen.

Der zentrale Vorteil eines solchen Ansatzes ist, dass die Netzbetreiber durch die Anreizwirkung im eigenen Interesse agieren, und vorausgesetzt, dass die Anreize richtig gesetzt sind, damit gleichzeitig im Interesse der Gesamtheit handeln. Die Anreizwirkung kann sehr effektiv auf die Gesamtsystemoptimierung wirken, aber nur, wenn die Anreize quantitativ und qualitativ richtig gesetzt sind. Damit zeigt sich auch schon die zentrale Herausforderung bei dem Ansatz, der Umsetzungs- bzw. Regulierungsaufwand: es gibt bisher sehr wenig Erfahrung mit der Berücksichtigung netzübergreifender Effekte in der Anreizregulierung. Die konkrete Umsetzung und das richtige Design der Anreize (qualitativ sowie quantitativ) ist eine große Herausforderung. Ein weiterer Vor-

teil dieses Ansatzes hingegen wäre, dass politische oder gesellschaftliche Akzeptanzprobleme nicht zu erwarten sind; Konsumenten, Steuerzahler und Politik dürften kaum betroffen sein, was eine Implementierung vereinfachen dürfte.

Handlungsoption 3.2 in diesem Handlungsfeld schlägt die Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik vor. Die Anpassung bezieht sich hier insbesondere auf die Einführung von mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Netzentgelte durch die Netzbetreiber.

Der zentrale Vorteil dieser Option ist die hohe Effektivität, mit der die Systemoptimierung erhöht wird. Die Effektivität wird hier insbesondere durch die flexible Fallabhängigkeit ermöglicht. Einschränkend auf die Effektivität wirkt allerdings, dass es teilweise signifikante Informationsasymmetrien zwischen den Netzbetreibern und den Netznutzern geben kann, die eine effiziente Definition der flexiblen Netzanschlussbedingungen erschwert. Darüber hinaus grenzt die Freiwilligkeit die Wirksamkeit ein, wenn die Netznutzer sich nicht auf die flexibleren, aber eben auch restriktiveren Netzanschlussbedingungen einlassen. Eine weitere einschränkende Wirkung liegt auch im Anwendungsbereich, da das Prinzip nur dort Anwendung findet, wo Netznutzungs- oder –anschlusstarife relevant sind.

Ein relevanter Vorteil der Handlungsoption 3.2 ist, insbesondere verglichen mit der Ergänzung der ARegV in Handlungsoption 3.1, dass die Option sich, je nach konkreter Ausgestaltung, leicht umsetzen ließe (z.B. für den Netzanschluss). Die Basissystematik bliebe unberührt; es kämen lediglich inkrementelle Entgeltkomponenten (positiv oder negativ) hinzu, um bei Bedarf ausgewählte Netznutzer gezielt systemdienlich zu lenken. Die Umsetzung läge weitgehend beim Netzbetreiber. Der Ordnungsgeber müsste lediglich den Rahmen schaffen, der ein solches Vorgehen der Netzbetreiber legitimiert und deren (vermiedenen) Ausgaben sachgerecht in der Erlösobergrenze widerspiegelt.

Marktkompatibilität ist ein weiterer Vorteil dieser Option. Wenn die Netzbetreiber Flexibilität bei der Gestaltung haben, dürfte eine nahtlose Anpassung der netznahen Marktbedingungen möglich sein. Zudem ist die Thematik bei Option 2 gerade in der politischen Diskussion und erscheint eine eher hohe politische Akzeptanz zu haben.

Handlungsoption 3.3 schlägt zur Steigerung der Gesamtoptimierung zwischen den Sektoren eine Anpassung der Governance Strukturen vor, durch Anpassung der Eigentumsverhältnisse, (langfristiger) Verträge oder (kurzfristiger) Markttransaktionen.

Diese Option könnte sehr effektiv genutzt werden, um die Gesamtsystemoptimierung über die Sektorgrenzen hinweg anzureizen, ist aber mit signifikanten Schwierigkeiten verbunden. Grundsätzlich gilt, dass eine verstärkt explizite Kooperation, z.B. durch joint ventures und integrierte Eigentumsstrukturen, an sich das Problem verzerrter Anreize zwischen unterschiedlichen Parteien, definitionsbedingt, effektiv angehen dürfte. Die Herausforderung bei der Ausgestaltung solcher Governance-Modelle besteht jedoch darin, dass diese häufig Entflechtungsregeln tangieren werden; je umfassender solche Governance-Modelle eingesetzt werden, um die sektorübergreifende Koordination zu erhöhen, desto größer wird das Risiko, dass diese stärker integrierten Eigentumsstrukturen zu möglichen Beeinträchtigungen des Wettbewerbs führen. Zudem dürfte die wettbewerbspolitische Aufsicht der Behörden (BNetzA) durch die stärkere Integration der verschiedenen Sektoren erschwert werden. Außerdem treten verfahrenstechnische Hürden auf: insbesondere netzübergreifende cost-benefit-sharing Modelle bewirken eine Rückwirkung auf die regulierte Erlösübergrenzen der sektoralen Netzbetreiber und somit auf die Kompatibilität mit der bestehenden ARegV.

Handlungsempfehlung

Die zentrale Herausforderung in diesem Handlungsfeld ist die Abstimmung der Anreize zur Koordination der verschiedenen Infrastrukturen, um die Gesamtsystemoptimierung über die Infrastrukturgrenzen hinweg zu erhöhen. Grundsätzlich sind hierzu zwar alle drei diskutierten Handlungsoptionen geeignet. Allerdings zeigt sich in der Bewertung, dass nur Handlungsoption 3.2, die Anpassung der Netzentgeltsystematik, sowohl effektiv die Gesamtsystemoptimierung unterstützen kann, als auch zügig umsetzbar erscheint. Der Vorschlag sieht dabei vor, die Netzentgeltsystematik über die StromNEV und GasNEV anzupassen, aber in naher Zukunft auch eine mögliche WasserstoffNEV entsprechend auszugestalten.

Wesentlich sind folgende Schritte: Erstens, die Netzbetreiber sollten angemessene Flexibilität bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik haben; die BNetzA bzw. die Gerichte könnten sich auf Missbrauchs- und Diskriminierungsaufsicht beschränken, müssten aber nicht die Netzentgelte im Einzelfall im Detail regeln. Ein erster konkreter Ansatzpunkt wäre die breitere Anwendung von smart connection agreements im Stromsektor. Dies würde bedingen, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, individuell angepasste Netzanschlussbedingungen für verschiedene Netznutzer auszuhandeln, mit dem Ziel, die Flexibilität der Netznutzer zur Optimierung der Netze zu nutzen. Dadurch könnte der Netzbetreiber in Abhängigkeit von der Netztopologie eine

räumliche Differenzierung bei der Netzbepreisung durchsetzen und so die Koordination zwischen den Sektoren erhöhen.

Zweitens, die Netzbetreiber sollten die (finanziellen) Anreize haben, die Netzentgelt-systematik zum Wohl der Gesamtsystemoptimierung umzusetzen. Das setzt zumindest voraus, dass etwaige berechtigte Maßnahmen vollständige Kostenanerkennung finden. Darüber hinaus können Bestrebungen der Netzbetreiber für Gesamtsystemoptimierung expliziter beanreizt werden, was zu Handlungsoption 3.1, der Output-orientierten Regulierung, führt. Mittel- bis langfristig erscheint eine Kombination der Handlungsoptionen 3.1 und 3.2 sinnvoll, wobei eine Anpassung der Netzentgeltsystematik hier vorrangig angesprochen werden sollte, wohingegen die Umsetzung von Handlungsoption 3.1, die Erweiterung der Anreizregulierung, perspektivisch in eine der zukünftigen Regulierungsperioden einfließen könnte.

Handlungsempfehlung zur Koordination der Anreize für Infrastrukturinvestitionen

- ⇒ Kurzfristig: Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik zur Steuerung der Gesamtsystemoptimierung
- ⇒ Mittelfristig: Anpassung der ARegV um output-orientierte Regulierungskomponenten zur Verbesserung der Gesamtsystemoptimierung

4.4 Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur sektorübergreifend koordinieren

In einem klimaneutralen Energiesystem wird gemäß der Studienergebnisse (vgl. EWI-Gutachterbericht (2021)) ein erheblicher Anteil der Energie in Form von Wasserstoff bereitgestellt. Hierfür muss die Energieinfrastruktur bereits heute vorbereitet werden. Dabei soll der Transport von Wasserstoff nicht nur über neue Wasserstoffpipelines erfolgen, sondern auch Synergien mit Energieinfrastrukturen aus weiteren Sektoren nutzen (vgl. EU COM 2020a). Dies umfasst eine möglichst geringe zusätzliche Belastung des Stromnetzes durch neue Elektrolyseure einerseits, und eine Einbindung der Gasinfrastruktur (etwa durch Umnutzung) andererseits. Zuvor hat Themenbereich 3 die Investitionsanreize der regulierten Akteure und deren sektorübergreifende Koordination analysiert. Hier stand also die Frage im Fokus wie sichergestellt werden kann, dass Netzbetreiber nur dann in eine Infrastruktur investieren, wenn diese Investition aus Gesamtsystemsicht effizient ist. In Handlungsfeld 4 geht es nun um die Koordination der

Aufbauprozesse für die zukünftig stärker gekoppelte Wasserstoffinfrastruktur aus verschiedenen Sektoren. Damit steht in Handlungsfeld 4 die Fragestellung im Fokus, wie die Planungsprozesse zum Neubau von Infrastrukturen zum Transport von Wasserstoff sektorübergreifend koordiniert werden können, um einen effizienten Infrastrukturausbau über die Sektorgrenzen hinweg zu erreichen. Damit sind die Handlungsfelder 3 und 4 eng miteinander verbunden, decken aber zwei unterschiedliche Perspektiven ab: Handlungsfeld 3 versucht sicherzustellen, dass die Anreize für Investitionen richtig gesetzt werden, und Handlungsfeld 4 stellt eine institutionelle Struktur bereit, um die durch Handlungsfeld 3 beanreizte Gesamtsystemoptimierung im grundlegenden Aufbauprozess umzusetzen. Handlungsfeld 4 baut damit auf Handlungsfeld 3 auf.

Zwei Ansatzpunkte sind dabei in Handlungsfeld 4 besonders relevant:

1. Die Planung der Wasserstoffinfrastruktur: Wird zentral oder dezentral geplant? Wer ist daran beteiligt? Ist die Planung eher administrativ oder wird sie von Marktkräften gelenkt?
2. Der Bau der Wasserstoffinfrastruktur: Es stellt sich die Frage wie neben den Netzbetreibern der regulierten Infrastruktur dritte Investoren mit alternativen Transporttechnologien im Bereich Wasserstoff eingebunden werden können.

Grundsätzlich gilt, dass die regulierten Netzbetreiber (vor allem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)) weiterhin eine zentrale Rolle bei der Koordination des sektorübergreifenden Infrastrukturaufbaus übernehmen werden. Allerdings sollte diese zentrale Rolle der regulierten Akteure nicht zu einem „closed shop“ führen: es darf nicht dazu führen, dass Dritte Akteure (*third parties*) (die teilweise schon heute eigenständige Wasserstoffinfrastrukturen betreiben) beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ausgeschlossen werden. Im Folgenden stellen wir das zugrundeliegende Problem bei der Koordination des sektorübergreifenden Infrastrukturaufbaus für Wasserstoff näher vor und bewerten die derzeit diskutierten Handlungsoptionen. Dabei liegt der Fokus auf den Zusatzkapazitäten der Energieinfrastruktur in verschiedenen Sektoren, die zum Transport von Wasserstoff benötigt werden. In unserer Empfehlung greifen wir den aktuellen Diskussionstand auf EU-Ebene zur Einführung von sektorübergreifenden Abstimmungsprozessen für die Infrastrukturplanung mit einer breiten Stakeholderbeteiligung auf. Die Einbindung von Marktmechanismen in den Koordinationsprozess soll darüber hinaus den Technologiewettbewerb zwischen den Sektoren beim Aufbau der neuen Wasserstoffinfrastruktur fördern.

4.4.1 Das identifizierte Problem

Bei der Planung und dem Aufbau der neuen leitungs- und nicht-leitungsgebundenen Infrastruktur für den Wasserstofftransport in verschiedenen Sektoren mangelt es aktuell an einer sektorübergreifenden Koordination der Planungsprozesse. Etablierte Planungsmechanismen (etwa Netzentwicklungspläne) und Marktanreize zielen auf Akteure innerhalb nur eines Sektors und sind daher als *sektorspezifisch* zu bezeichnen. Diese Mechanismen haben die Aufgabe den Energietransport innerhalb des Sektors auf dessen Infrastrukturbetreiber aufzuteilen und deren Handeln effizient miteinander zu koordinieren.

Aufgrund der sektorspezifischen Koordinationsmechanismen werden die Infrastrukturen in den verschiedenen Sektoren weitestgehend unabhängig voneinander geplant und umgesetzt. Dies kann zahlreiche Ineffizienzen zur Folge haben, wie z.B. eine Dopplung der Infrastrukturkapazität, negative Infrastruktur-Wechselwirkungen oder verzerrte Anreize für die Infrastrukturbetreiber.

Der Bedarf an *sektorübergreifenden* Koordinationsmechanismen und damit eine Optimierung der Infrastruktur aus Gesamtsystemsicht wird daher in der aktuellen Debatte stark betont (vgl. EU 2020a, dena Leitstudie 2018). Grundlage einer solchen Gesamtsystemsicht sollte die gemeinsame Infrastrukturplanung sein, da diese ausschlaggebend für die Entwicklung in den Sektoren ist. Die Notwendigkeit für einen sektorübergreifenden Abstimmungsprozess der Infrastrukturinvestitionen wird vor allem im Kontext der zukünftig benötigten Wasserstoffnetze offensichtlich (vgl. ACER & CEER (2021); EU (2020b)), da Wasserstoff sowohl über neue Pipelines, nicht-leitungsgebunden als auch mithilfe von bestehender Energieinfrastruktur transportiert werden kann. Die sektorübergreifenden Koordinationsmechanismen sollen daher den möglichst optimalen Anteil der einzelnen Energieinfrastrukturen an dem Wasserstofftransportbedarf des Gesamtsystems bestimmen. Sie sind von den bisherigen sektorspezifischen Infrastrukturausbaumechanismen klar zu unterscheiden und stellen für diese eine Art unabhängige Vorstufe dar, d.h. die sektorübergreifenden Mechanismen stellen eine Koordination des Gesamtsystembedarfs sicher, während die darauf aufbauenden sektorspezifischen Ausbaumechanismen den in der Gesamtsystemplanung definierten Ausbau in den jeweiligen Sektoren umsetzen.

Obwohl die sektorübergreifenden Koordinationsmechanismen in der Planung und im Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur derzeit viel diskutiert werden, sind diese in der Praxis kaum vorhanden und müssen erst noch entwickelt werden. Auch wenn noch wenig

konkret, fließen diese Überlegungen für eine stärkere sektorübergreifende Koordination in erste politische Entscheidungsprozesse auf der EU-Ebene ein und stellen damit auch schon die Weichen für die nationale Umsetzung. Dementsprechend sollten im Rahmen der Studie die Eigenschaften der derzeit diskutierten Handlungsoptionen zur Koordination des sektorübergreifenden Wasserstoffinfrastrukturaufbaus bewertet und eine volkswirtschaftlich sinnvolle Empfehlung identifiziert werden.

4.4.2 Die Handlungsoptionen inkl. Bewertung

Im Folgenden stellen wir drei Handlungsoptionen vor, die eine sektorübergreifende Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus ermöglichen, sowie Beispiele aus der Praxis, die als Grundlage für diese Handlungsoptionen dienen.

Der Begriff Wasserstoffinfrastruktur erfasst dabei alle technischen Anlagen aus verschiedenen Sektoren, die zum Transport von Wasserstoff in der Zukunft zum Einsatz kommen können. Dies beinhaltet die zukünftigen leitungsgebundenen Wasserstoffnetze, aber auch die leitungsgebundenen (umzunutzenden) Erdgasnetze, sowie die nicht-leitungsgebundenen Energietransportmittel über das Bahn-, Verkehrs- und Wasserstraßennetz. Infrastrukturnahe Anlagen zur Umwandlung der Energieträger und Sektorenkopplung, wie z.B. Elektrolyseure, Brennstoffzellen, Verdichter, können auch miterfasst werden, wenn eine solche Anlage im Rahmen der Transportaufgabe von einem Infrastrukturbetreiber benötigt und durch die Marktakteure nicht ohne Weiteres (z.B. Beteiligung von Infrastrukturbetreibern) bereitgestellt wird.

Alle drei Handlungsoptionen bauen auf dem bisherigen Grundsatz ‚Infrastruktur folgt Markt‘ auf. Die Marktakteure sind bei der Standort- und Energieträgerwahl der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen frei, bzw. marktgesteuert. Der Bedarf an neuer Wasserstoffinfrastruktur ist durch die räumliche Verteilung der Anlagen der Marktakteure gesteuert. Dabei schließt jedoch dieser Grundsatz nicht aus, dass infrastrukturseitig Anreize zur Standortwahl eingeführt werden können, wie bereits in Kapitel 4.3 dargestellt.

<u>Sektorübergreifende Koordinationsansätze beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur</u>		Bedarfsermittlungsmechanismus	
		Partizipative Zentralplanung	Dezentrale Marktkoordination
Auswahl der Transporttechnologie	Kostenschätzung der Experten	Handlungsoption 4.1: Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)	X
	Preisgebote der Technologieanbieter	Handlungsoption 4.2: pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur	Handlungsoption 4.3 Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Tabelle 2: Übersicht der Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Infrastrukturaufbaus

Wie Tabelle 2 zu entnehmen ist, unterscheiden sich die Handlungsoptionen in zwei Dimensionen wesentlich voneinander. Die erste Dimension beschreibt, wie der Planungsprozess der neuen Infrastruktur ausgestaltet wird und hiermit, wie neben den regulierten Infrastrukturbetreibern Stakeholder aus weiteren Sektoren und dem wettbewerblichen Umfeld ein Teil des Planungsprozesses werden. Die zweite Dimension bewertet die Einbindung von (neuen) potenziellen Investoren bei dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur. Mit anderen Worten beschreibt die zweite Dimension potenzielle Markteintrittsbarrieren für dritte Investoren bei Wasserstoff-Neubauprojekten.

Handlungsoption 4.1: Partizipativer Systementwicklungsplan

Durch diese Handlungsoption soll das derzeit am meisten diskutierte Koordinationsmodell zur Abstimmung des Infrastrukturbedarfs und dessen Anwendbarkeit auf einen sektorübergreifenden Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur bewertet werden. Als Vorlage für diese Handlungsoption dienen die gemeinsamen Planungsszenarien der entso-e und entso-g bei der Entwicklung der TYNDP Infrastruktur (vgl. entso-e & entso-g 2021; entso-e & entso-g 2018) und der Systementwicklungsplan aus der dena Netzstudie III (vgl. dena 2020a).

Alle genannten Praxisbeispiele haben gemeinsam, dass in diesen Fällen die Koordination zwischen den Sektoren durch einen zentralen Abstimmungsprozess zwischen den Stakeholdern sichergestellt wird. Innerhalb des Abstimmungsprozesses wird zuerst der sektorübergreifende systemweite Energietransportbedarf in mehreren Szenarien prognostiziert. Grundlage der Prognose sind die marktgetriebenen Entwicklungen im Bereich der Erzeugung und Nachfrage. Im nächsten Schritt wird der ermittelte Energietransportbedarf im Rahmen eines Abstimmungsprozesses unter Berücksichtigung der bestehenden Infrastrukturkapazitäten, vorhandener Engpässe und sektorspezifischer Transportkosten auf die an der Planung beteiligten Sektoren, in der Praxis Strom und Gas, aufgeteilt. Der sektorspezifische Energietransportbedarf dient als Grundlage für die bereits bestehenden sektorspezifischen Infrastrukturaufbaumechanismen, hier insbesondere die Netzentwicklungspläne (NEPs) in den betroffenen Sektoren.

Wesentliche Stärke des zentralen administrativen Planungsansatzes ist die hohe Effektivität der Koordination zwischen den involvierten Sektoren und Infrastrukturbetreibern. Bei einem partizipativen Abstimmungsprozess, der neben den regulierten Akteuren auch Stakeholder aus dem Marktumfeld einbindet, kann unter Umständen auch ein breites Spektrum von Akteuren bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt und damit koordiniert werden. Ein voneinander unabhängiger Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in mehreren Sektoren könnte dadurch effektiv vermieden werden. Die Einbindung der Politik und Gesellschaft in die Planung der Infrastruktur fördert zudem auch dessen soziale und politische Akzeptanz. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass mit steigender Anzahl der involvierten Akteure der Umsetzungsaufwand ansteigt, da diese Prozesse einen hohen Komplexitätsgrad aufweisen. Allerdings kann man bei einem zentralen administrativen Ansatz bereits auf den bestehenden Planungsprozessen im Strom- und Gasbereich aufbauen, was den Umsetzungsaufwand und juristischen Anpassungsbedarf im Vergleich zu den weiteren Handlungsoptionen, die jeweils auf einem neuen Regime gründen müssten, wiederum reduziert und den koordinierten Infrastrukturaufbau beschleunigt.

Derzeit beschränkt sich der zentrale Planungsansatz in der Praxis weitgehend auf die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber, ohne weitere Beteiligung von potenziellen wettbewerblichen Investoren in die Wasserstoffinfrastruktur (vgl. der Ansatz von entso-e und entso-g oder dena Netzstudie III). Eine Einbindung der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur ist bei allen Praxisbeispielen noch unsicher; die nicht-leitungsgebundene Infrastruktur wird bisher nicht mitberücksichtigt, da diese

marktgetrieben aufgebaut und daher getrennt von der regulierten Infrastruktur betrachtet wird.

Hierbei handelt es sich um Defizite, die bereits in der Debatte aufgegriffen wurden. Daher gehen wir im Rahmen der Multi-Kriterien-Analyse davon aus, dass die Beteiligung potenzieller Investoren an der zentralen Abstimmung beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur nachgebessert wird. So wird bei der Bewertung der Handlungsoption angenommen, dass zusätzlich zu Strom- und Gasnetzen auch Wasserstoffnetze sowie der nicht-leitungsgebundene Transport von Wasserstoff in der Planung Berücksichtigung finden (vgl. BNetzA 2021).

Auch unter dieser Annahme ist jedoch davon auszugehen, dass die Aufnahme in die oben beschriebenen Planungsprozesse eine Eintrittsbarriere vor allem für neue wettbewerbliche Infrastrukturbetreiber darstellen wird, je nach genauer Umsetzung der zentralen Planung. Da der Bau der geplanten Infrastruktur bereits in Rahmen der zentralen Planung den beteiligten Sektoren und deren Infrastrukturbetreibern zugeordnet wird, bestehen für in der Planung unberücksichtigte Technologien und Investoren kaum weitere Möglichkeiten sich an dem Infrastrukturaufbau zu beteiligen (vgl. Tabelle 2).

Der Zugang zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist daher als eingeschränkt zu werten. Das Potenzial für positive Wettbewerbseffekte auf den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist im Falle der zentralen Planung daher eher gering ausgeprägt. Dies kann sich negativ auf die Auswahl beim Infrastrukturaufbau in Bezug auf die beteiligten Investoren, Projekte und Technologien und damit auf die Gesamtkosten auswirken.

Handlungsoption 4.2: Partizipativer Systementwicklungsplan mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

Diese Handlungsoption bindet sowohl regulierte als auch wettbewerbliche Akteure nicht nur bei der Planung der Wasserstoffinfrastruktur mit ein (analog zu Handlungsoption 1), sondern ermöglicht allen Akteuren auch eine direkte Beteiligung am Bau dieser Infrastruktur (vgl. Tabelle 2). Um dies zu ermöglichen, erfolgt die Koordination des Infrastrukturaufbaus in zwei Schritten:

Im ersten Schritt wird analog zu Handlungsoption 1 in einem zentralen Abstimmungsprozess der sektorübergreifende Energietransportbedarf durch mehrere Szenarien prognostiziert. Damit baut die Handlungsoption auf den etablierten Prozessen der Netzentwicklungspläne auf, bindet aber die wettbewerblichen Akteure und deren Infrastrukturvorhaben zum Wasserstofftransport in den Planungsprozess direkt mit ein, bspw. im Rahmen eines Stakeholderprozesses zur Definition der Szenarien, die den

Netzentwicklungsplänen zugrunde liegen. So kann etwa der im Rahmen der dena Netzstudie III entwickelte Systementwicklungsplan als Grundlage dieses Prozesses dienen.

Der aus dem ersten Schritt resultierende Energietransportbedarf wird im Gegensatz zu Handlungsoption 1 im zweiten Schritt aber nicht direkt anhand einer Expertenkostenschätzung den Energiesektoren zugeordnet. Um die Effizienz der sektorübergreifenden Koordination beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu verbessern, wird Technologiewettbewerb ermöglicht, in dem ein Vergleich zwischen verschiedenen Umsetzungsoptionen der geplanten Wasserstoffkapazitäten erfolgt. Dadurch könnte die Effizienz der Handlungsoption 1 weiter gesteigert, bzw. die Kosten des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus gesenkt werden.

Es wird zwar davon ausgegangen, dass kurz- bis mittelfristig eine Umnutzung der Gasnetze in vielen Fällen eine kostengünstigste Option darstellt und sich die Umnutzung der Gasnetze zum Wasserstofftransport im Rahmen des Technologiewettbewerbs in diesen Fällen durchsetzen wird. Gleichwohl dürften die günstigen Umnutzungskapazitäten der Gasnetze mit der zunehmenden Verbreitung von Wasserstoff zurückgehen und die Kostensenkungspotenziale bei weiteren H₂-Transporttechnologien ausgeschöpft werden, womit sich der Technologiewettbewerb mit der Zeit intensivieren könnte.

Aktuell scheint diese Handlungsoption bzw. Elemente dieser an Zuspruch zu gewinnen. Am weitesten gehen hier die Überlegungen auf europäischer Ebene von CEER & ACER (2021) die vorschlagen, die geplante Infrastruktur der regulierten Infrastrukturbetreiber nur als ein Investitionsangebot zu betrachten, das sich gegen weitere Technologien zuerst durchsetzen muss.²⁰

CEER & ACER konkretisieren jedoch nicht, wie ein solcher Technologiewettbewerb aussehen könnte. Um diese Option trotzdem im Rahmen der MKA bewerten zu können wurden weitreichende Annahmen getroffen, die beispielhaft illustrieren, wie wettbe-

²⁰ Die BNetzA (2021) hat bei der Bewertung der neuen Netzentwicklungspläne die Umsetzung der geplanten H₂-getriebenen Gasnetzerweiterungen an dessen Erforderlichkeit geknüpft. Konkret sollen sich die FNBs bei solchen Gasnetzerweiterungen an den Kriterien zur Berücksichtigung von Grüngasprojekten und damit am Abschluss eines Realisierungsfahrplans für die geplanten H₂-Projekte orientieren, was effektiv einer Realisierung der H₂-Umnutzungsprojekte im Wettbewerb ggü. weiteren H₂-Transporttechnologien als Voraussetzung für die in NEP anvisierte Gasnetzerweiterungen gleichkommt. Ähnliche Überlegungen sind auch bei der Weiterentwicklung der gemeinsamen Szenarioplanung von entso-e und entso-g zu beobachten (vgl. entso-e und entso-g 2021).

werbliche Elemente in die Bauphase von Wasserstoffnetzen im Rahmen der sektübergreifenden Planungsprozesse eingebunden werden könnten. Dabei stellt diese Umsetzungsoption nur eine mögliche Variante in einem größeren Lösungsraum dar. Eine umfassende Darstellung dieses Lösungsraums inkl. einer Bewertung der verschiedenen Umsetzungsoptionen lag außerhalb des Rahmens dieses Gutachtens, sollte aber zur weiteren Ausgestaltung des Systems erfolgen, wenn eine entsprechende Umsetzung weiter angestrebt wird.

In der MKA wurde daher angenommen, dass der in der zentralen Abstimmung ermittelte Energietransportbedarf, der auf den Wasserstoffbedarf zurückzuführen ist, sowie die damit verbundenen Umnutzungs- und Investitionskosten der regulierten Infrastruktur im Rahmen einer Ausschreibung trassen- oder regionsspezifisch veröffentlicht werden. Die Ausschreibung erfolgt möglichst breit und offen, damit die effizienteste Konstellation aus Sektor, Technologie, Projekt und Investor für den identifizierten Wasserstofftransportbedarf erst im Rahmen des Wettbewerbs identifiziert wird. Dafür könnte im Rahmen der Ausschreibung der Transportbedarf aus der zentralen Abstimmung der Erzeugungs- und Nachfragekapazität energieträgerspezifisch für die ausgeschriebene Region oder die ausgeschriebene Trasse definiert werden. Dies ermöglicht den potenziellen Investoren aus den wettbewerblichen Sektoren die Kosten der benötigten Umwandlungskapazitäten in den Geboten zu berücksichtigen. Weitere Kriterien, wie z.B. die einzuhaltenden Sicherheits-, Zuverlässigkeits- und Umweltstandards sowie der geplante Realisierungszeitpunkt der regulierten Infrastruktur könnten im Rahmen der Ausschreibung mit spezifiziert werden, um die durch die potenziell unterschiedlichen Technologien umgesetzte Transportkapazität mit den Kosten der geplanten Umnutzung bzw. benötigten Zusatzkapazitäten der regulierten Infrastruktur vergleichen zu können. Würden die geplanten Kosten der regulierten Infrastruktur im Rahmen der Ausschreibung nicht unterboten werden können, würde auch der auf den Wasserstoffbedarf zurückzuführende Energietransportbedarf in die Netzentwicklungspläne der regulierten Infrastrukturbetreiber einfließen. In dem Fall, dass im Rahmen der Ausschreibung günstigere Umsetzungsoptionen angeboten werden, würde die benötigte Energietransportkapazität den Technologien entsprechend diesen wettbewerblichen Akteuren zufallen.

Wie anhand der obigen Beschreibung ersichtlich, stellt die mangelnde Erfahrung mit und der ausstehende Konkretisierungsbedarf zur Umsetzung dieser Handlungsoption die wesentliche Hürde für dessen Realisierung dar. Ähnlich wie Handlungsoption 4.1

kann aber auch hier auf den planerischen Prozessen (NEPs) der Strom- und Gassektoren, bzw. auf dem oben vorgestellten „partizipativen Systementwicklungsplan“, aufgesetzt werden. Darüber hinaus bestehen an verschiedenen Stellen Erfahrungen zu Ausschreibungsverfahren (Open Seasons, Konzessionswettbewerbe etc.), die eine Grundlage für den dargestellten Prozess liefern können. Diese etablierten Mechanismen gilt es dann weiterzuentwickeln, um einen Technologiewettbewerb zwischen den regulierten und marktgetriebenen Sektoren zu ermöglichen. Zudem muss sichergestellt werden, dass sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber Anreize zur sektorübergreifenden Koordination erhalten. Wie bereits in Sektion 4.3 andiskutiert, befinden sich auch die entsprechenden Anreizmechanismen erst in der Entwicklung. Wenn einmal umgesetzt, ist zudem davon auszugehen, dass sowohl ein zentraler Abstimmungsprozess mit hoher Stakeholderbeteiligung, der Technologiewettbewerb, als auch der Umsetzungsprozess der Infrastrukturvorhaben regelmäßig organisiert und kontrolliert werden müssen, was juristischen und regulatorischen Aufwand impliziert. Insgesamt könnte dies daher zu einer langsameren Umsetzung der Wasserstoffinfrastruktur ggü. Handlungsoption 4.1 führen.

Wenn jedoch erfolgreich umgesetzt, bietet diese Handlungsoption wesentliche Vorteile. Ein zentraler, aber gleichzeitig offener und partizipativer Abstimmungsprozess kann ein breites Spektrum von Akteuren berücksichtigen und damit deren Handlungen effektiv koordinieren (vgl. Handlungsoption 4.1). Zudem wird weiteren (potenziell auch neuen) Technologien zum Transport von Wasserstoff eine direkte Beteiligung am Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur durch eine wettbewerbliche Einbindung ermöglicht. Hiermit wird bei der Umsetzung der geplanten Wasserstoffinfrastruktur die Suchfunktion nach der günstigsten Konstellation aus Sektor, Technologie, Projekt und Investor durch den Technologiewettbewerb übernommen und die Kosten der geplanten Infrastruktur minimiert. Zwar reduzieren die Vorgaben des zentralen Abstimmungsprozesses den Handlungsspielraum für den Technologiewettbewerb und damit die Effizienz der Handlungsoption; diese könnten jedoch durch eine effektive Koordination der zentralen Abstimmung und damit durch eine Reduktion von potenziellen Anreizproblemen zwischen den Infrastrukturbetreibern kompensiert werden (vgl. Handlungsoption 3.1).

Handlungsoption 4.3: Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Die Handlungsoption 4.3 stellt eine Situation dar, in der neben den geplanten regulierten Strom- und Gasnetzen eine marktgetriebene leitungs- und nicht-leitungsgebundene Infrastruktur für Wasserstoff aufgebaut wird. Diese Handlungsoption greift damit einen Diskussionsstrang in der aktuellen europäischen Wasserstoffdiskussion (vgl. CEER & ACER 2021) auf.

Konkret wurde angenommen, dass potenzielle Infrastrukturinvestoren in Deutschland neben den bestehenden regulierten Infrastrukturen zusätzliche leitungsgebundene und nicht-leitungsgebundene Infrastrukturkapazitäten für den Transport von Wasserstoff frei, bzw. marktgetrieben, aufbauen (vgl. Tabelle 2). Als Vorlage für einen marktgetriebenen Aufbau von leitungs- und nicht-leitungsgebundenen Infrastrukturen kann z.B. das Open Seasons Modell, wie es in den USA und Kanada zum Aufbau der Gasinfrastruktur oder auch in Europa bei transnationalen Stromleitungs- oder LNG-Projekten angewandt wird, oder auch die heutige Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe herangezogen werden. Wie in Tabelle 2 dargestellt, erfolgt die sektorübergreifende Planung der Infrastruktur, bzw. die Koordination zwischen den geplanten Strom- und Gasnetzen und der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur damit über die Preissignale der Märkte und daher dezentral. Eine zentrale Planung findet lediglich für die regulierte Infrastruktur statt und die Marktparteien sind frei, unabhängig von Netzentwicklungsplänen zusätzliche Infrastrukturen aufzubauen, wo sich diese über die Marktpreise refinanzieren lassen.

Im Fokus der Multi-Kriterien-Analyse steht die Rückwirkung des marktgetriebenen Aufbaus von Infrastruktur für Wasserstofftransport (bspw. über Straßenverkehr oder neue Pipelines) auf die bestehenden und in den Netzentwicklungsplänen befindlichen Strom- und Gasnetze. Ein koordinierter sektorübergreifender Aufbau der Infrastruktur erweist sich dabei als schwierig. Wie in Kapitel 4.2 bereits diskutiert, sind die Preissignale derzeit zwischen den Sektoren verzerrt und eine Nachbesserung mit weiteren Hürden verbunden. Zudem erfolgt bei dieser Handlungsoption der Aufbau von regulierter Infrastruktur weiterhin parallel zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur, wodurch die Entwicklung der marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur nur mit Verzögerung in der Planung berücksichtigt wird. Zwar kann die Verzögerung durch eine häufigere Planungsanpassung der regulierten Infrastruktur reduziert und die Effektivität der Handlungsoption verbessert werden, dies ist aber wiederum mit höheren Transaktionskosten verbunden, was die Effizienz der Handlungsoption verringert.

Darüber hinaus kann ein paralleler Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur zu Anreizverzerrungen bei regulierten und marktgetriebenen Infrastrukturinvestoren führen. So können regulierte Infrastrukturbetreiber den Planungsprozess als Signalinstrument nutzen und mithilfe der Planung mancherorts Investitionen in die marktgetriebene Infrastruktur abschrecken. Marktgetriebene Infrastrukturbetreiber können wiederum ineffiziente Investitionsanreize durch Preissignale erhalten (vgl. Bushnell & Stoft 1996). Letztlich stellt sich bei marktgetriebener Infrastruktur auch noch die Frage, inwieweit Energiemarktpreise auch weitere wichtige Aspekte der Infrastrukturplanung, wie z.B. die Systemsicherheit, Umweltverträglichkeit, soziale Akzeptanz, etc. ausreichend abbilden können.

Die Stärke dieser Handlungsoption wird vor allem in der Einbindung von neuen Technologien und Investoren bei dem Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur gesehen. Diese können jederzeit und ohne Einschränkung in Konkurrenz zu den etablierten Infrastrukturen und Technologien auftreten. Wettbewerb wird bei dieser Handlungsoption in vollem Umfang als Entdeckungsverfahren verwendet, welcher die Suchfunktion nach der günstigsten Konstellation von Sektor, Technologie, Projekt und Investor übernimmt.

4.4.3 Die Handlungsempfehlung

Die Handlungsoption 4.2, d.h. eine „partizipative Systementwicklungsplanung“ mit einer klar definierten Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur, erscheint nach Ansicht der GutachterInnen geeignet, um beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur eine ausgewogene Balance zwischen Koordination der planerischen Prozesse und Effizienz durch Technologiewettbewerb zu erreichen. So könnten gezielt Dritte eingebunden werden, ohne die Gas- und Stromnetzbetreiber auszuschließen; diese werden nach wie vor eine zentrale Rolle bei der Koordination der Infrastrukturplanungen und -investitionen spielen.

Zentrale Herausforderung bei der Umsetzung der Handlungsempfehlung ist, dass bisher nur wenig Erfahrungen mit solch einem Ansatz vorliegen, was unter Umständen zu Verzögerungen in der Anfangsphase der Umsetzung führen kann. Konkretisierungs- und Umsetzungsinitiativen der europäischen Regulierungsbehörden entwickeln sich jedoch gerade, die eine umsetzungsfähige Ausgestaltung dieser Handlungsoption in der absehbaren Zukunft nahelegen. Zudem konnten anhand der hier vorliegenden Analyse

Leitlinien identifiziert werden, die für eine erfolgreiche sektorübergreifende Koordination der Wasserstoffinfrastruktur in einem solchen Rahmen von wesentlicher Bedeutung sind:

1. Bestehende Ansätze zur sektorübergreifenden Koordination der Wasserstoffinfrastrukturplanung nutzen: Die bereits in der Entwicklung befindlichen Prozessen der zentralen Planung (vgl. dena 2020a, entso-e & entso-g 2021) könnten als Grundlage genutzt bzw. weiterentwickelt werden. Die Planungsprozesse könnten hierfür mit einem Stakeholderansatz möglichst offen, bzw. partizipativ, gestaltet werden und aktiv die marktgetriebenen Infrastrukturbetreiber und weitere relevante Stakeholder einbinden, um bei der Bedarfsermittlung die Potenziale der marktgetriebenen Infrastruktur effektiv berücksichtigen zu können (vgl. hierzu die Forderungen in BNetzA 2021, EU COM 2020b). Der Systementwicklungsplan der dena Netzstudie III könnte eine entsprechende Grundlage bieten (dena 2020a).
2. Technologiewettbewerb beim Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur fördern: Die aus der Planung hervorgehende benötigte Wasserstoffinfrastruktur könnte nicht bereits auf die an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreiber fest zugeordnet sein, sondern vielmehr als ein Investitionsangebot in einem Technologiewettbewerb verstanden werden, welches an die weitere Umsetzung marktgetriebener Projekte gebunden werden könnte (vgl. BNetzA 2021a, entso-e & entso-g 2021). Dieser Umsetzungsvorbehalt bezieht sich etwa auf die Umrüstung von Industrieprozessen oder anderen Nachfragern auf klimaneutralen Wasserstoff oder weitere Formen eines marktgetriebenen Bedarfs an Gasnetzunutzung (vgl. hierzu die Ansätze von ACER & CEER 2021).
3. Investitionsanreize aufeinander abstimmen (whole system approach): Sowohl die marktgetriebenen als auch die regulierten Infrastrukturbetreiber benötigen Anreize zur sektorübergreifenden Koordination. Diese werden durch das Design der Planungsprozesse und der Wettbewerbsmechanismen bestimmt und sollten daher bei deren Ausgestaltung mitberücksichtigt werden (vgl. Kapitel 4.3).

Die Handlungsoption „partizipativer Systementwicklungsplan“ legt den Fokus auf die Koordination der regulierten Infrastrukturen. Diese Handlungsoption ist innerhalb der

regulierten Sektoren erprobt, sehr effektiv und in Bezug auf sektorübergreifende Koordination am weitesten entwickelt. Es sind jedoch auch bei dieser Handlungsoption kaum praktische Erfahrung zur sektorübergreifenden Umsetzung vorhanden; aktuelle Umsetzungsformen sind zwar in den Sektoren Strom und Gas bereits vorhanden, eine sektorübergreifende Anwendung gibt es hier jedoch kaum. Zentrale Herausforderungen dieses Ansatzes sind die Einbindung von marktgetriebenen Infrastrukturen (Wasserstoff, nicht-leitungsgebundene Infrastruktur) in den Planungsprozess und der eher gering ausgeprägte Wettbewerb beim Infrastrukturbau. Diese Schwächen werden im Rahmen von Handlungsempfehlung 4.2 durch die Einführung von Technologiewettbewerb in der Bauphase adressiert. Ein „partizipativer Systementwicklungsplan“ kann daher verwendet werden, um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der Anfangsphase zu beschleunigen. Er könnte jedoch zeitnah um eine wettbewerbsbasierte Schnittstelle zur marktgetriebenen Infrastruktur ergänzt werden, um die mit der Wasserstoffverbreitung steigende Wettbewerbsintensität zwischen den Transporttechnologien aus verschiedenen Sektoren besser abbilden zu können.

Im Gegensatz dazu wird der Fokus bei der Handlungsoption ‚Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur‘ auf Wettbewerb gelegt. Hiermit wird das gesamte Potenzial des marktgetriebenen Infrastrukturaufbaus genutzt. Die Ergebnisse der Analyse legen jedoch nahe, dass dieser Ansatz nicht geeignet ist, um den Aufbau der regulierten und marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur effektiv miteinander zu koordinieren. Regulierte und marktgetriebene Infrastrukturen werden zwar in diesem Modell nicht unabhängig, aber weiterhin parallel zueinander entwickelt, was die Infrastrukturkoordination erschwert und verzerrte Investitionsanreize erzeugen kann.

Handlungsempfehlung zur Koordination der H₂-Infrastrukturplanung

- ⇒ Verstärkte Einbindung von Stakeholdern in den Infrastrukturaufbau über aktive Beteiligung an der sektorübergreifenden zentralen Planung der H₂-Infrastruktur und über Technologiewettbewerb bei Umsetzung der Planung

5 Weitere Anforderungen an und Hürden für das Marktdesign

Im Prozess der Gutachtenerstellung wurden im Austausch mit dem Partnerkreis drei zentrale Themenbereiche im Energiemarktdesign identifiziert, die für die Transformation hin zur Klimaneutralität besonders relevant sind (siehe Kapitel 2) und Abbildung 10.

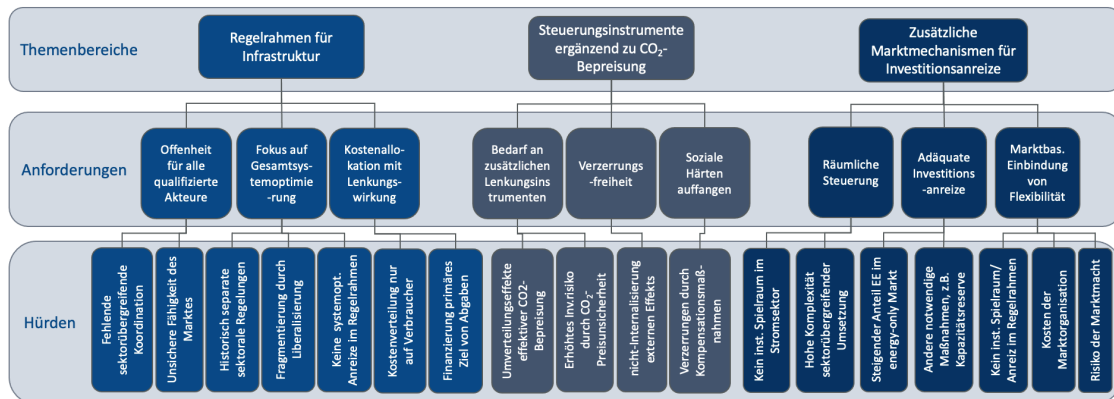


Abbildung 10: Übersicht der Anforderungen an das und Hürden im Marktdesign

In Kapitel 4 wird die Kernproblematik in Bezug auf (1) den Regelrahmen für Infrastruktur und (2) Steuerungsinstrumente jenseits der CO₂-Bepreisung eingehend analysiert und mögliche Handlungsoptionen diskutiert. Im Folgenden greifen wir drei weitere wichtige Aspekte aus dem Bereich (3) der zusätzlichen Marktmechanismen für Investitionsanreize auf, zu denen Handlungsbedarf im Energiemarktdesign besteht. Dabei zielen die Darstellungen darauf ab, die zugrunde liegende Problematik zu verdeutlichen, ohne explizite Handlungsempfehlungen darzustellen, da diese Aspekte zwar als relevant, aber nicht prioritär durch eine Mehrheit der Partner bewertet wurden. Dies impliziert jedoch nicht, dass hier kein Handlungsbedarf besteht, sondern lediglich, dass eine Mehrheit die Partner die Handlungsfelder, die in Kapitel 4 vertieft werden, als noch dringlicher eingestuft haben.

5.1.1 Investitionsanreize für benötigte Kapazität

Ein klimaneutrales und versorgungssicheres Energiesystem besteht erzeugungsseitig aus dargebotsabhängigen (z.B. Windkraft- & PV-Anlagen) und regelbaren Anlagen (z.B. H₂-befeuerte Gaskraftwerke, Speicher, etc.). Eine zentrale Anforderung an das Energiemarktdesign ist es, adäquate Anreize zu setzen, um die benötigte gesicherte und

erneuerbare Kapazität zu gewährleisten. Im Folgenden werden die bestehenden Investitionshemmnisse des gegenwärtigen Marktdesigns für die benötigte Kapazität dargestellt.

Der Strommarkt in Deutschland ist so gestaltet, dass die Erzeuger nur eine Vergütung für die erzeugte Energiemenge (kWh) und nicht die für die vorgehaltene Leistung (kW) erhalten. In einem solchen „energy-only“-Markt wird die Deckung der Kapital- und weiterer Fixkosten in Zeiten erwirtschaftet, in denen der Preis über den Grenzkosten des Kraftwerks liegt. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) erreichen dies in Spitzenlastzeiten, in denen (sehr) hohe Preise die Knappheit der Erzeugungskapazität widerspiegeln (peak load pricing). In der Theorie setzt der energy-only Markt mit eben diesen Knappheitspreisen ausreichend Investitionsanreize für die benötigte Kapazität, ohne dass zusätzliche Kapazitätszahlungen notwendig werden. In der Praxis gibt es jedoch Gründe (z.B. Preisobergrenzen), warum die Knappheitspreise nicht erreicht werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass die resultierenden Nettoerlöse zu gering sind, um eine effiziente Erzeugungskapazität und Technologiemischung zu finanzieren („missing money“ Problem; vgl. Cramton & Stoft 2006; Joskow 2008).

Mit steigendem Erzeugungsanteil aus erneuerbaren Energien, die Grenzkosten nahe Null aufweisen, verschiebt sich die Angebotskurve, so dass sinkende Durchschnittspreise die Folge sind („merit order effect“, Sensfuß et al. 2008) und die Auslastung anderer Kraftwerkstechnologien, insbesondere Spitzenlastkraftwerke, abnimmt. In Deutschland hat dies bereits in der Vergangenheit dazu geführt, dass (Gas-)Kraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden konnten.

Neben dem Senkungseffekt auf die durchschnittlichen Strompreise erhöhen erneuerbare Energien gleichzeitig die Volatilität der Preise. Während bei einem vollständig regelbaren Kraftwerkspark die Nachfrage den Kraftwerkeinsatz und damit die Preise bestimmt, werden Einsatz und Preise in einem von erneuerbaren Energien dominierten Kraftwerkspark vom Dargebot beeinflusst. Die eingeschränkte Vorhersagbarkeit des Dargebots reduziert dabei die Prognostizierbarkeit der residualen Last und der Preise. Dadurch erhöht sich die Unsicherheit über die Markterlöse. Marktakteure können sich in der Regel gegen Erlörisiken über entsprechende Produkte (z.B. in Terminmärkten) absichern. Ist diese Möglichkeit nicht oder nur eingeschränkt (z.B. nur für kurze Zeiträume) gegeben, spricht man von „missing markets“, die ein Hemmnis für adäquate Investitionsanreize darstellen. Das Konzept fehlender Märkte umfasst auch die nicht

angemessene Bepreisung von Erzeugungsexternalitäten, wie CO₂-Ausstoß, und fehlende Absicherungen gegen regulatorische Risiken, wie zukünftige regulatorische Eingriffe in das Marktgeschehen (vgl. Newbery 2016).

Um die längerfristige Versorgungssicherheit sicherzustellen wurde in Deutschland zusätzlich zum energy-only Markt eine (strategische) Kapazitätsreserve eingeführt. Die Kapazitätsreserve wird zentral durch die ÜNB ausgeschrieben und die bezuschlagten Anlagen werden dauerhaft vom Markt genommen (Vermarktungs- und Rückkehrverbot). Der zentrale Abruf erfolgt nur in Ausnahmefällen vorrangig zu den Notfallmaßnahmen (Abregelung), wenn der Markt droht, die Nachfrage nicht decken zu können. Die Kapazitätsausschreibungen werden in der Regel von solchen Anlagen gewonnen, die am Markt keine große Rolle mehr spielen, und daher auf Grund der geringen Opportunitätskosten die niedrigsten Gebote abgeben. Ein Investitionssignal für neue Kapazitäten ist darum nicht zu erwarten. Gleichzeitig bildet eine Kapazitätsreserve eine implizite Preisobergrenze für den energy-only Markt und kann bei zu niedriger Wahl des Auslösespreises die Investitionsanreize hemmen.

Während die oben genannten Hemmnisse auf regelbare und erneuerbare Erzeugungsanlagen gleichermaßen zutreffen, fallen sie für die erneuerbaren Erzeuger zum Teil stärker ins Gewicht und werden durch weitere Herausforderungen ergänzt, da sich diese Technologien durch Dargebotsabhängigkeit und eine hohe Kapitalintensität auszeichnen. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung sind die Investoren mit Output- und Ausgleichsrisiken konfrontiert (vgl. Newbery et al. 2018). Durch den (selbst verursachten) merit order effect können zudem in Zeiten mit erwartungsmäßig sehr niedrigen Strompreisen Liquiditätsprobleme entstehen. Weitere Investitionsrisiken resultieren aus regulatorischen Unsicherheiten, etwa über zukünftige Einnahmen aus Fördermechanismen oder die Entwicklung der CO₂-Bepreisung. Die resultierende Unsicherheit zukünftiger Erlöse können aufgrund des geschilderten Problems fehlender Märkte nicht oder nur unzureichend abgesichert werden. Aufgrund der hohen Kapitalintensität im Vergleich z.B. zu konventionellen Gaskraftwerken führen diese Risiken zu hohen Finanzierungskosten (vgl. May et al. 2018; May & Neuhoff 2019).

Eine weitere Besonderheit von erneuerbaren Energien liegt in den Lerneffekten vor, die von der installierten Leistung abhängen (vgl. z.B. Rubin et al. 2015): Mit steigender

installierter Kapazität sinken die spezifischen Kosten neuer Anlagen. Werden diese positiven Externalitäten nicht ausreichend vergütet, fallen Investitionen in diese Technologien gesamtwirtschaftlich zu niedrig aus.

Um die skizzierten Investitionshemmnisse zu beheben, werden gegenwärtig verschiedene Maßnahmen diskutiert. Insbesondere für regelbare Anlagen wird (erneut) die Einführung von Kapazitätsvergütungen, zusätzlich zum Strommarkt, diskutiert, z.B. durch Kapazitätsmärkte oder Kapazitätszahlungen (vgl. Schulte et al. 2020; energate 2019). Die zusätzlichen Erlöse können das missing money Problem lösen und Investitionsrisiken senken. Gleichzeitig können Kapazitätsmechanismen jedoch neue Probleme hervorrufen, z.B. negative Spillover auf benachbarte Märkte ohne Kapazitätsmechanismen oder reduzierte Investitionsanreize für Flexibilitätsoptionen (vgl. z.B. Bublitz et al. 2019; Meyer & Gore 2015).

Für erneuerbare Erzeugungsanlagen zielen die diskutierten Maßnahmen auf die Senkung der Investitionsrisiken, die aufgrund von fehlenden langfristigen Absicherungsmöglichkeiten bestehen, z.B. durch langfristige power purchase agreements (PPA), contracts for differences (CfD), Marktprämien oder kapazitätsbezogene Förderungen (vgl. z.B. BDEW 2021, dena 2020b, May et al. 2018, Newbery et al. 2018). Grundsätzlich sind dabei die Reduktion der Markterlösrisiken zur Senkung der Finanzierungskosten einerseits und der Verlust der Lenkungswirkung des Preises andererseits gegeneinander abzuwägen.

5.1.2 Steuerung der räumlichen Verteilung

Der Energiemarkt sollte nicht nur adäquate Investitionsanreize für die benötigte Kapazität per se setzen, sondern genau dort, wo sie den größten gesamtwirtschaftlichen Wert hat. Dieser Wert schließt die Auswirkung auf den Infrastrukturbedarf ein. Aufgrund von Netzknappheit fällt der gesamtwirtschaftliche Wert einer Anlage von Ort zu Ort unterschiedlich aus: Liegt ein Netzengpass vor, ist der Wert der Erzeugung in importbeschränkten Regionen (z.B. Süddeutschland) höher als in exportbeschränkten Regionen (z.B. Norddeutschland). Genau umgekehrt gilt dies für die Nutzung des Stroms für Verbrauch oder Sektorkopplung (z.B. Elektrolyse, Speicher, etc.). Für eine effiziente Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bedarf es einer räumlichen differenzierten Bepreisung, die die Netzknappheit widerspiegelt, z.B. über die Großhan-

delspreise, Netzentgelte oder lokale Flexibilitätsmärkte. Vor dem Hintergrund der Relevanz von Sektorkopplung in einem klimaneutralen Energiesystem wird die räumlich differenzierte Bepreisung auch sektorübergreifend wichtig.

Bislang bietet der institutionelle Regelrahmen im Stromsektor kaum Spielräume für eine räumlich differenzierte Bepreisung:

- Der Großhandelspreis ist deutschlandweit einheitlich und reflektiert bestehende Ungleichgewichte in der Erzeugungsstruktur (Nord-Süd-Gefälle) und Netzknappeheit nicht. Aus dem Marktergebnis resultierende Engpässe werden durch kostenbasierten Redispatch gelöst, von dem keine oder sogar verzerrte räumlichen Investitionssignale ausgehen.
- Alternativen zum kostenbasierten Redispatch wurden in den SINTEG-Pilotprojekten erprobt; eine deutschlandweite Einführung von marktbasiertem Redispatch wurde jedoch nicht vollzogen. Die kürzlich verabschiedete EnWG-Novelle schafft allerdings die Voraussetzungen für eine marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz (siehe dazu auch Kapitel 5.1.3).
- Die Netzkosten werden hauptsächlich von den Verbrauchern getragen. Diese fallen räumlich je nach Verbrauchergruppe (Haushalt, Gewerbe, Industrie) unterschiedlich aus, wobei die unterschiedliche Auslastung der Netze jedoch nur ein Grund dafür ist (BNetzA 2021). Erzeuger tragen nur einen Teil der Kosten, die für den Anschluss der Anlage an das Bestandsnetz und für den Ausbau des vorgelagerten Netzes anfallen. Die Höhe der zu tragenden Kosten hängt vom vorgelagerten Netz ab und fällt je nach Versorgungsbereich unterschiedlich aus. Diese Regelung geht in die Richtung einer räumlich differenzierten Bepreisung, findet jedoch nur in Ausnahmen und nicht grundsätzlich Anwendung.

Die bereits genannten Ansatzpunkte zur Einführung einer räumlich differenzierten Bepreisung werden aktuell in Deutschland wie folgt diskutiert: Bezogen auf den Großhandelspreis steht die Einführung von zwei oder mehr Gebotszonen bis hin zu einem Knotenpreissystem wiederholt zur Diskussion. Die Effizienzsteigerung der räumlichen Steuerung einer solchen Anpassung ist unumstritten. Kritisch bewertet werden hingegen u.a. die Höhe der Transaktionskosten für den Systemübergang, der Zuschnitt der Zonen und die Auswirkung auf Marktmacht (vgl. z.B. neon & consentec 2018; Korte & Gawel 2018). Eine Abkehr vom Einheitspreis findet in Deutschland aus diesen Gründen nur eine geringe politische Unterstützung. Allerdings wird eine Einführung von Gebotszonen ggf. notwendig aufgrund der EU-Strommarktverordnung 2019/943, sollten die

bestehenden strukturellen Netzengpässe bis Ende 2025 nicht ausreichend adressiert werden (BMW 2019; Kahles & Pause 2019).

Eine stärkere räumlich Differenzierung der Netzentgelte kann durch Konzepte wie long-run incremental cost pricing, deep charging oder smart connection agreements adressiert werden (siehe auch Kapitel 4.3). Die Diskussion hierzu ist in Deutschland bislang hauptsächlich eine wissenschaftliche, in anderen Ländern (z.B. in Großbritannien, Frankreich, den USA) werden diese Ansätze bereits erprobt bzw. umgesetzt (vgl. Brandstätt et al. 2011, Furusawa et al. 2019). Marktbasierter Redispatch und lokale Flexibilitätsmärkte als Instrumente für räumlich differenzierte Bepreisung werden nachfolgend in Kapitel 5.1.3 thematisiert.

5.1.3 Einbindung von Flexibilitäten

In einem durch erneuerbare Energien geprägten Energiesystem besteht ein hoher Bedarf an Flexibilität: einerseits, zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem zentralen Strommarkt und, andererseits, zum Bereitstellen von Systemdienstleistungen zur Wahrung der Versorgungssicherheit (z.B. für das Engpassmanagement). Um in flexible Anlagen zu investieren und sich systemdienlich zu verhalten, müssen flexible Lasten und Erzeuger entsprechende Anreize erhalten. Für die effiziente Einbindung von Flexibilitätspotenzialen in die Erbringung von Systemdienstleistungen sollten marktbasierte Ansätze zum Einsatz kommen, wie es auch im EU Clean Energy Package vorgegeben wird (EU COM 2019a). Dies kann z.B. für das Engpassmanagement durch marktbasierten Redispatch auf der Übertragungsnetzebene oder lokale Flexibilitätsmärkte auf der Verteilnetzebene umgesetzt werden. Diese (regionalen) Märkte werden zusätzlich zum zentralen Strommarkt geschaffen und von den Netzbetreibern im Bedarfsfall eröffnet.

Der deutsche Regelrahmen bietet bislang kaum Anreize zur Einführung marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung; allerdings schafft die diesjährige Umsetzung der EU-Richtlinie zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt (2019/944) in nationales Recht (EnWG-Novelle 2021) die Voraussetzungen für mehr marktbasierte Ansätze:

- Im reformierten Redispatchverfahren, das zum Oktober dieses Jahres in Kraft tritt („Redispatch 2.0“), wird am kostenbasierten Einsatz festgehalten (BMW 2019). Desweiteren beschränkt sich der Redispatch auch zukünftig auf Erzeugungsanlagen.

- Ein netzdienliches Lastmanagement (Weiterentwicklung von § 14a EnWG) wurde in der letzten Wahlperiode zunächst vorbereitet, in der diesjährigen EnWG-Novelle jedoch nicht umgesetzt. Gleichzeitig wurde allerdings mit der EnWG-Novelle die Grundlage für dynamische Stromtarifen (§ 41a) und für die marktbasierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz (§ 14c) geschaffen.
- Die Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenrichtlinie schafft eine Verpflichtung zur marktbasierten Beschaffung von nicht-frequenzbezogene Systemdienstleistungen (§ 12h EnWG). Zunächst hat die Bundesnetzagentur allerdings Ausnahmen davon für die meisten Dienstleistungen, außer Spannungsregelung und Schwarzstartfähigkeit, erteilt (BNetzA 2020). Für die letztgenannten steht die Spezifikation der marktbasierten Beschaffung noch aus.

Um das Potenzial marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung, z.B. in Form lokaler Flexibilitätsmärkte, zu heben, müssen noch bestehende Herausforderungen der Umsetzung adressiert werden. Der regionalen Auflösung solcher Flexibilitätsmärkte werden etwa derzeit durch die Kosten der Marktorganisation einerseits und dem Risiko von Marktmachtmissbrauch andererseits Grenzen gesetzt (vgl. Brunekreeft et al. 2020b). Zudem gilt es zu beachten, dass Flexibilitätsmärkte in der Regel andere Verteilungseffekte als z.B. zonale oder nodale Bepreisung aufweisen. Verzerrungen der Investitionsanreize sowie strategisches Verhalten (z.B. Inc-dec Gaming) sind die Folge, deren konkrete Ausprägung von dem gewählten Flexibilitätsmarktdesign abhängig ist (vgl. Brunekreeft et al. 2020c).

Ein Vorschlag aus den SINTEG-Projekten um marktbasierte Flexibilitätsbeschaffung einzuführen und diesen Herausforderungen zu begegnen ist ein Hybridmodell aus marktbasiertem und kostenbasiertem Redispatch (vgl. enera 2021, WindNode 2021). Zudem werden Anpassungen des Flexibilitätsmarktdesigns diskutiert, um Fehlanreize zu unterbinden, z.B. Preisobergrenzen, Monitoring, oder ad-hoc Maßnahmen für die Netzbetreiber (vgl. Brunekreeft et al. 2020b, Brunekreeft et al. 2020c).

6 Anhang 1 - Die Multi-Kriterien-Analyse im Detail

Zur Bewertung der verschiedenen Handlungsoptionen wurden insgesamt 12 Kriterien herangezogen. Zu jedem Kriterium wurde eine qualitative Einschätzung auf einer Fünf-Stufigen-Skala (-- bis ++) vom Gutachterteam vorgenommen und mit den Projektpartnern diskutiert. Die zentrale Fragestellung zu jedem Kriterium ist in der folgenden Übersicht dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Kurzdefinition
1	Effektivität	Effektivität	Wird die identifizierte Hürde tatsächlich überwunden?
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	Wird Angebot und Nachfrage mit geringstem Aufwand ins Gleichgewicht gebracht oder entstehen Verzerrungen und damit zusätzliche Kosten?
		Langfristige (dynamische) Effizienz	Werden die richtigen Anreize für Investitionen gesetzt so dass die Wohlfahrt maximiert wird?
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	Setzt die Lösungsoption auf marktliche Ansätze und ist mit bestehenden Märkten kompatibel?
		Regulatorischer Anpassungsbedarf	Wie umfassend müssen bestehende Regelungen in der Anreizregulierung für die Lösungsoption angepasst werden?
		Juristischer Anpassungsbedarf	Wie umfassend müssen bestehende Gesetze angepasst werden?
		Internationale Einbindung	Ist die Lösungsoption mit dem EU-Binnenmarkt kompatibel?
4	Verteilungseffekte	Konsumenten	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg von den Konsumenten statt?
		Produzenten	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg von den Produzenten statt?
		Staat	Findet eine (umfassende) Umverteilung hin oder weg vom Staat statt?
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	Ist die Lösungsoption politisch umsetzbar?
		Soziale Akzeptanz	Ist die Lösungsoption gesellschaftlich akzeptiert/umsetzbar?

Abbildung 11: Kriterienübersicht der Multi-Kriterien-Analyse

Im Folgenden stellen wir die Ergebnismatrizen zu jedem Handlungsfeld kurz vor und führen kurz die Kernargumente, die zu der jeweiligen Bewertung geführt haben aus.

Handlungsfeld 1: Investitionsrisiko in klimaneutrale Technologien absichern

Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt wurden insgesamt drei Handlungsoptionen im Rahmen der MKA bewertet: Ein CO₂-Mindestpreis (EU ETS/national), Staatliches Hedging und Technologieförderung. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 12 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 1.1 Mindestpreis	Option 1.2 Hedging (Staat)	Option 1.3 Technologieförderung
1	Effektivität	Effektivität Risikoreduktion	+	++	+(+)
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	/	/	/
		Langfristige (dynamische) Effizienz	0	0	--
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	+	++	-
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	0	--	--
		Juristischer Anpassungsbedarf	--/0	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	++	-/0	-
4	Verteilungs- effekte	Konsumenten	0/-	0	0
		Produzenten	-	+	++
		Staat	+	-	--
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	+	0	0/+
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	/	/	/

Abbildung 12: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 1

Im Folgenden stellen wir kurz die Kernargumente der Bewertung je Handlungsoption dar.

Handlungsoption 1.1 Mindestpreis

Der Mindestpreis reduziert effektiv das Risiko von zu geringen Preisen. Wie stark das Risiko eingegrenzt wird hängt davon ab, wie hoch, über welchen Zeitraum (relevanter Investitionszeitraum) und mit welchem Verlauf der Mindestpreis festgelegt wird. Allerdings wird das Risiko für CO₂-Vermeidungstechnologien mit hohen Vermeidungskosten kaum reduziert.

Während die kurzfristige Effizienz durch den Mindestpreis nicht relevant beeinflusst wird, ergeben sich relevante Auswirkungen auf die langfristige Effizienz. Da durch den Mindestpreis zunächst nur die Untergrenze des CO₂-Preises gesetzt wird, wird die langfristige Effizienz des CO₂-Preises zwar beeinflusst, dieser Einfluss ist aber nur signifikant für das Marktgeschehen, wenn der Mindestpreis relativ zum durchschnittlichen CO₂-Preis hoch angesetzt wird. Je höher die Untergrenze, desto höher das Risiko, dass die Ineffizienz steigt, da günstige Vermeidungsoptionen, die potenziell unter dem Mindestpreis verfügbar werden, zu einem zu hohen Preis (=Mindestpreis) gehandelt werden.

Bei einem nationalen Mindestpreis gilt es noch zu beachten, dass dieser die Anzahl der europaweit verfügbaren Zertifikate erhöht, da der Mindestpreis zu steigenden Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien führt. Durch die höhere Verfügbarkeit von Zertifikaten sinkt somit der CO₂-Vermeidungsdruck durch den CO₂-Preis im gesamten EU ETS.

Grundsätzlich ist der nationale Mindestpreis gut umsetzbar, zum Beispiel indem er über die Energiebesteuerung umgesetzt wird. Ein europaweiter Mindestpreis ist hingegen nur umsetzbar, wenn die EU ETS-Richtlinie einstimmig dazu geändert wird. Dies erfordert signifikante Verhandlungen, so dass hier von einem hohen Umsetzungsaufwand ausgegangen werden kann.

In Bezug auf die Verteilungseffekte kann davon ausgegangen werden, dass der Mindestpreis die Verbraucher stärker belastet, da die zusätzlichen Kosten auf die Konsumenten umgelegt werden. Wobei dies nicht zwangsläufig alle Konsumenten trifft. Die (nationalen) Unternehmen werden ebenfalls stärker durch den Mindestpreis belastet, werden dies aber nach Möglichkeit an die Kunden weitergeben. Für den Staat erhöhen sich durch den Mindestpreis die Einnahmen.

Handlungsoption 1.2 Staatliches Hedging

Durch Staatliches Hedging wird das regulatorische Risiko (als auch weitere Risiken aus dem CO₂-Preis) effektiv reduziert. Das Risiko geht dabei von den Investoren auf den Staat über. Für alle anderen Akteure, die nicht Teil des staatlichen Hedgings sind bleibt aber das Risiko bestehen.

Der Staat ist als Verursacher des erhöhten Risikos die richtige Instanz, um dieses Risiko finanziell abzusichern. Langfristig kann so eine effiziente Einpreisung des Risikos sichergestellt werden. Zwar hat der Staat ein Informationsdefizit (insbesondere über die Höhe des Risikos und zukünftige CO₂-Vermeidungskosten) gegenüber den Investoren, aber über eine offene Ausschreibung kann dieses Defizit adressiert werden, so dass potenzielle Effizienzverluste vermieden werden können

Grundsätzlich sind Hedging-Instrumente mit verschiedenen Märkten kompatibel und es ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer signifikanten Rückwirkung auf die CO₂-Bepreisung kommt. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass durch das staatliche Hedging ein zusätzlicher Anreiz für den Staat entsteht über die Definition der Rahmenbedingungen (z.B. Höhe des Cap) die CO₂-Preise möglichst zeitnah auf ein Niveau über dem strike price zu bringen. Allerdings ist fraglich, inwiefern dieser Anreiz tatsächlich besteht und durchsetzbar ist, da die Anpassung der relevanten Rahmenbedingungen auf Europäischer Ebene durchgesetzt werden müssten.

Zentrale Herausforderung dieses Instruments ist der regulatorische Aufwand und potenziell auch juristische Fragestellungen, je nach Ausgestaltung. Je enger die Ausschreibungen des staatlichen Hedgings gefasst werden, etwa bei einer Beschränkung auf spezifische Industriebereiche, könnten beihilferechtliche Fragestellungen auftreten, die hier in dem vorliegenden Gutachten nicht adressiert wurden. Darüber hinaus gilt aber auch, dass der Staat bisher keine Erfahrungen mit Hedging-Instrumenten hat und entsprechende Prozesse zunächst neu aufsetzen muss. Gerade bei der Ausgestaltung der Ausschreibungen werden Lernprozesse notwendig werden, um die Informationsasymmetrie zwischen Staat und Investor einzugrenzen.

Handlungsoption 1.3 Technologieförderung

Die staatliche Technologieförderung ist ein etabliertes Instrument um Marktversagen bei Innovationen zu adressieren. Die Technologieförderung kann dabei auch eingesetzt werden, um das regulatorische Risiko aus dem CO₂-Preis zu reduzieren. Die Effektivität hängt hier dann davon ab, ob der Staat die richtigen Technologien fördert. Erfolgt die Auswahl der Förderprojekte etwa über Ausschreibungen, kann das Instrument effektiv das Investitionsrisiko reduzieren. Fraglich ist hier, ob der Staat die entsprechenden Informationen hat, um die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen so zu setzen, dass die Effektivität nicht reduziert wird.

Auch die Effizienz hängt maßgeblich von dem Ausschreibungsdesign ab und ob der Staat nicht zu stark lenkend in die Technologieentwicklung eingreift. Selbst bei einem Ausschreibungsverfahren wird es voraussichtlich langfristig zu Effizienzeinbußen kommen, da der Staat faktisch die Richtung der Technologieentwicklung vorgibt und somit alternative Technologien aktiv ausgeschlossen werden, bzw. weiterhin dem regulatorischen Risiko ausgesetzt sind.

Allerdings ist davon auszugehen, dass die Lenkungswirkung anderer Märkte, wie etwa dem EU ETS, durch die Technologieförderung überlagert wird und somit deren Lenkungsfunktion abnimmt.

Sowohl regulatorisch (Prozesse, Ausschreibung) als auch juristisch (Beihilfe) geht mit der Technologieförderung ein signifikanter Aufwand einher.

Es gehört zum Prinzip der Technologieförderung, dass eine Umverteilung vom Staat hin zu den geförderten Unternehmen stattfindet, um das Marktversagen bei Innovationen zu beheben.

Handlungsfeld 2: Verzerrungen zwischen den Sektoren verringern

Wie in Kapitel 4.1.2 dargestellt wurden insgesamt drei Handlungsoptionen im Rahmen der MKA in Handlungsfeld 2 bewertet: die sektorübergreifende Erhebung der Abgaben, die weitgehende Abschaffung von Steuern und Umlagen, sowie die Besteuerung nach Klimawirkung. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 13 zusammengefasst.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 2.1 Sektorübergreifende Abgaben	Option 2.2 Instrumente abschaffen	Option 2.3 Besteuerung nach Klimawirkung
1	Effektivität	Effektivität	+	++	-
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	0	+	0
		Langfristige (dynamische) Effizienz			
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	0	0
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	-	+	0
		Juristischer Anpassungsbedarf	--	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	-	--	-
4	Verteilungs- effekte	Konsumenten	+/-	++	+/-
		Produzenten	+/-	+	+/-
		Staat	0	--	0
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	0	+	--
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	0	+	0

Abbildung 13: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 2

Die Kernargumente der Bewertung sind je Handlungsoption unten kurz erläutert.

Handlungsoption 2.1 Sektorübergreifende Abgaben

Die Verbreiterung der Erhebungsbasis für Umlagen und Abgaben auf mehrere Sektoren ist grundsätzlich effektiv, um Verzerrungen zwischen den Sektoren abzubauen. Insbesondere eine Erhebung der Abgaben nach Elastizität ist aus ökonomischer Sicht effizient. Die Berücksichtigung der Elastizitäten ist jedoch schwer umsetzbar, da diese weitgehend unbekannt sind. Eine Verteilung entsprechend den Verursachungssektoren birgt ebenfalls großes Diskussionspotenzial.

Grundsätzlich ist die Maßnahme mit weiteren Energiemärkten kompatibel, die Signale der Umlagen und Abgaben ergänzen schlichtweg die Preissignale der Märkte. Allerdings sind Umlagen und Abgaben gegenwärtig in einer Fülle von Gesetzen und Verordnungen geregelt, die allesamt angepasst werden müssten. Darüber hinaus steht

eine Änderung der Umlagesystematik womöglich im Konflikt mit der staatlichen Vorgabe, dass die Erhebung von Sonderabgaben einer sachlichen Nähe bedarf. Je nach Ausgestaltung könnten auch Konflikte mit dem europäischen Beihilferecht auftreten.

Die Verteilungseffekte der Maßnahme zwischen Produzenten, Konsumenten und dem Staat lassen sich nicht eindeutig zuordnen. Je nach Ausgestaltung profitieren einige Konsumentengruppen, während andere stärker belastet werden. Produzenten von Energieträgern sind weitgehend von Umlagen und Abgaben ausgenommen und deshalb nicht betroffen. Unter der Annahme, dass das Finanzierungsvolumen gleichbleibt, wäre auch der Staat nicht von der Maßnahme betroffen.

Im politischen Handeln sind sektorübergreifende Maßnahmen bislang nicht weit verbreitet, sodass die politische Akzeptanz der Maßnahme offenbleibt. Bei den Verbrauchern besteht darüber hinaus, abgesehen von den Verteilungseffekten, eher geringes Interesse an einer Umgestaltung der Abgaben.

Handlungsoption 2.2 Instrumente abschaffen

Wenn alle Instrumente außer dem CO₂-Preis abgeschafft werden, findet die Finanzierung der Umlagebedarfe über Steuern statt. Ohne die Umlagen, Abgaben und spezifischen Steuern findet dann auch keine Verzerrung statt. Darüber hinaus ist eine solche, breite Finanzierungsbasis besonders effizient.

Eine solche Maßnahme ist mit weiteren Märkten grundsätzlich kompatibel, da deren Signale weiterhin bestehen bleiben. Der administrative Aufwand der abgeschafften Steuern, Abgaben und Umlagen hingegen entfällt. Die Abschaffung an sich ist jedoch mit ähnlichem juristischem Aufwand verbunden, wie die Änderung der Systematik. Darüber hinaus könnten auch hierfür Konflikte mit dem EU-Recht bzgl. Beihilfen und auch bzgl. Energiesteuern auftreten. Der Umsetzungsaufwand der Abschaffung (bzw. Reduzierung der Energiebesteuerung auf Minimalsatz) der Energiebesteuerung würde zumindest im Falle des Verkehrssektors zu höheren Umsetzungsaufwänden führen, da dann noch eine zusätzliche Infrastrukturabgabe eingeführt werden müsste.

Die Verteilungseffekte zwischen Konsumenten, Produzenten und dem Staat wären erheblich. Unmittelbar profitieren die Konsumenten von gesunkenen Energiepreisen und mitunter wirkt sich dies indirekt auch auf die Produzenten aus, wenn dadurch die Nach-

frage ansteigt. Für den Staat bedeutet die Maßnahme jedoch ein erhebliches Finanzierungserfordernis und Opportunitäten in Bezug auf alternative Verwendungen der entsprechenden Haushaltsmittel.

Dennoch ist davon auszugehen, dass die Maßnahme politisch und gesellschaftlich gut akzeptiert würde, da sie bei Produzenten und Konsumenten gleichermaßen populär sein dürfte und darüber hinaus im Rahmen der CO₂-Bepreisung bereits ein finanzieller Ausgleich vorgesehen ist.

Handlungsoption 2.3 Besteuerung nach Klimawirkung

Die Besteuerung nach Klimawirkung verbreitert zwar die Erhebungsbasis zusätzlicher finanzieller Instrumente, stellt jedoch im Kern eine Doppelung und damit eine ineffiziente Verstärkung der Lenkungswirkung des CO₂-Preises dar.

Die Maßnahme steht nicht im Konflikt mit anderen Märkten und ist grundsätzlich umsetzbar. Zwar bedeutet die Anpassung weitreichende Änderungen des juristischen Rahmens, jedoch nicht mehr als die anderen hier diskutierten Optionen. Darüber hinaus wäre vermutlich eine regelmäßige Evaluierung und Anpassung der Steuersätze erforderlich, diese scheint jedoch angelehnt an die CO₂-Bepreisung machbar. Grundsätzlich könnten auch hier Konflikte mit dem EU-Recht auftreten, diese können jedoch angesichts der derzeitigen Überarbeitung noch nicht abschließend eingeordnet werden.

Die Verteilungseffekte der Maßnahme sind ähnlich wie bei Option ein nicht eindeutig zuordenbar. Einige Konsumenten und Produzenten würden von geringeren Steuern profitieren, während andere stärker belastet würden. Über die Verteilungseffekte hinaus ist kein gesteigertes gesellschaftliches Interesse an der Reform zu erwarten.

Da die Reform für den Staat aufwandsneutral gestaltet werden soll, sind darüber hinaus keine weiteren Verteilungseffekte zu erwarten. Die politische Akzeptanz ist jedoch aktuell schwer einzuschätzen. Die CO₂-Besteuerung als Alternative zur CO₂-Bepreisung im politischen Prozess bereits abgelehnt, als Ergänzung zur CO₂-Bepreisung wurde sie bislang jedoch kaum diskutiert. Die neue Weichenstellung auf europäischer Ebene weist aktuell eher in die europaweite Umsetzung eines EU ETS für den Verkehrs- und Wärmebereich und würde daher ebenfalls gegen eine komplette Umstellung der Energiebesteuerung sprechen. Eine teilweise Umstellung mit eine CO₂-basierten Kompo-

nente wurde zwar im EU Impact Assessment im Kontext der Revision der Energiebesteuerungsrichtlinie diskutiert, hier aber auch auf Grund der Verzerrungen mit dem geplanten EU ETS für den Verkehrs- und Wärmebereich kritisiert (vgl. EU COM 2021).

Handlungsfeld 3: Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen abstimmen

Wie in Kapitel 4.3 dargestellt, wurden in Handlungsfeld 3 im Rahmen der MKA drei Handlungsoptionen zur Abstimmung der Anreize zur Koordination der Infrastrukturinvestitionen diskutiert.

Diese sind

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

3.2 Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

3.3 Anpassung der Governance-Strukturen

Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 14 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 3.1 Anpassung Anreizregulierung	Option 3.2 Netzbepreisungs- systematik	Option 3.3 Governance- Strukturen
1	Effektivität	Effektivität der Koordination	+	-/+	++
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	+	-/+	-/+
		Langfristige (dynamische) Effizienz			
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	+	-
		Regulatorischer Aufwand (Staat & Firmen)	--	0	--
		Juristischer Anpassungsbedarf	-	-	-
		Internationale Einbindung (EU)	0	0	-
4	Verteilungseffekte	Konsumenten	0	-/+	-/+
		Produzenten (Netzbetreiber)	+	0	+
		Staat	/	/	/
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	0	+	-
		Soziale Akzeptanz (nicht monetär)	0	-/+	0

Abbildung 14: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 3

Unten wird die Kernargumentation ausgeführt. Für die Beschreibung der Modelle sei auf den Haupttext verwiesen.

3.1 Output-Orientierte Regulierung: Erweiterung der Anreizregulierung um Outputziele zur Gesamtsystemoptimierung

Gerade weil auf die Anreizwirkung der wichtigsten Akteure gesetzt wird, kann diese Option sehr effektiv sein: die Netzbetreiber werden sich verstärkt für Gesamtsystemoptimierung einsetzen, wenn sie dafür über die Outputs bezahlt werden. Gleichzeitig aber dürfte die Effektivität, abhängig von der Höhe der Anreize, Klassen von Fällen und nachfolgende verzerrte Anreize quantitativ beschränkt sein. Insbesondere bei der Festlegung der Höhe der Anreizparameter (wie stark hängt der finanzielle Anreiz mit dem Output zusammen) muss abgewogen werden zwischen einerseits der Anreizwirkung (Effizienz) und andererseits der Angemessenheit des potenziellen finanziellen Anreizes und dem Risiko, das mit dem Output verbunden ist.

Insgesamt dürfte sich durch die Einführung einer Output-Orientierten Regulierung die gesamtwirtschaftliche Effizienz verbessern; Effizienzverbesserung ist das zentrale Ziel der Anreizregulierung, sodass diese Erweiterung sich nahtlos in die Systematik der Anreizregulierung einfügen kann.

Die Umsetzung bzw. der regulatorische Anpassungsbedarf ist die zentrale Schwachstelle dieser Option. Bislang ist weitgehend unklar wie ein solcher Ansatz umgesetzt werden könnte; es liegen keine nennenswerten praktischen Erfahrungen vor wie die Anreizregulierung zum Zweck der Gesamtsystemoptimierung eingesetzt werden könnte. Die besondere Herausforderung ergibt sich hier in der sektorübergreifenden Wirkung, die durch die Anreize erzielt werden müsste und wie diese über die Sektorgrenzen hinweg aufeinander abgestimmt werden können, um Verzerrungen zu vermeiden. Zudem würde diese Option die Regulierung komplexer machen und das Potenzial für strategisches Verhalten bei den Netzbetreibern verstärken; die Aufgabe des Regulierers wäre damit schwieriger.

Juristischer Anpassungsbedarf dürfte moderat sein und bei der Einbindung in EU-Regeln sind keine großen Hürden zu erwarten.

Die Verteilungseffekte dürften weitgehend unkritisch sein. Der Staat bzw. der Steuerzahler ist überhaupt nicht betroffen. Die Netzkunden dürften sich langfristig besser stellen, weil das Gesamtsystem effizienter gestaltet wird und damit sollten sich die Gesamtkosten und damit die Belastung der Netznutzer reduzieren. Die Netzbetreiber haben durch die Anreizsysteme die Möglichkeit für zusätzliche Einnahmen.

Sowohl politisch, als auch sozial ist das Thema zu technokratisch und zu detailliert um breite Aufmerksamkeit zu generieren. Daher sind hier kaum Akzeptanzprobleme aus heutiger Sicht zu erwarten.

Handlungsoption 3.2: Flexibilisierung der Netzentgeltsystematik

Die Effektivität dieser Option hängt maßgeblich von der genauen Umsetzung ab und ist nicht pauschal zu bewerten. Einerseits kann die Effektivität wegen der fallabhängigen Flexibilität sehr hoch sein: Netzbetreiber hätten eine sehr präzise Lenkungsmöglichkeit, um Netznutzern (wie Sektorkopplungstechnologien) räumliche und zeitliche Anreize zur Anpassung der Netznutzung zu setzen, und so die Gesamtsystemoptimierung zu erhöhen. Andererseits verringern Umsetzungsbeschränkungen (etwa Informationsprobleme, Gleichbehandlungsgebot, ggf. Freiwilligkeit) die Effektivität. Zudem greift die Lenkungswirkung nur dort wo Netzbepreisung eine Rolle spielt, also die Netzentgelte eine Auswirkung auf das Nutzerverhalten oder Investitionsentscheidungen haben.

Auch die Effizienzeffekte sind nicht eindeutig und sind abhängig von der spezifischen Ausgestaltung. Grundsätzlich gilt, dass Effizienz ein Zielkriterium der Netzentgeltsystematik ist, aber weitere Ziele die Effizienz einschränken können. Es gilt zwischen verschiedenen Zielen abzuwägen.

Netzentgelte zielen auf Netznutzer bzw. Marktteilnehmer. Die Kompatibilität der spezifischen Netzbepreisungssystematik mit den Energiemärkten hängt von der Ausgestaltung ab, aber es kann angenommen werden, dass eine effektive Netzbepreisung weitgehend marktkompatibel ist.

Wir erwarten, abgesehen von Anpassungen der Netzentgeltverordnungen, keinen wesentlichen regulatorischen Anpassungsbedarf. Bei den Netzbetreibern entstehen keine offensichtlichen Anreize für strategisches Verhalten und der Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern ändert sich im Vergleich zu jetzt nicht wesentlich.

Bei der Einbindung in EU-Regeln sind keine großen Hürden zu erwarten. Juristischer Anpassungsbedarf dürfte moderat sein; ggf. wird ein Diskriminierungsverbot berührt, wenn Netznutzer unterschiedlich behandelt werden. Hier besteht noch juristischer Klärungsbedarf.

Die Verteilungseffekte dürften eher unkritisch sein. Der Staat bzw. der Steuerzahler ist nicht oder kaum betroffen. Für die regulierten Netzbetreiber ist eine Reform der

Netzentgeltsystematik ein Nullsummenspiel, und wenn überhaupt, dann würden diese sich verbessern können, indem Netzinvestitionen optimiert werden. Bei den Netzkunden sind die Verteilungseffekte unklar; in der Summe dürften die Netzkunden sich besser stellen können, aber es wird Umverteilungen zwischen Nutzergruppen geben. Dies gilt es vertieft zu prüfen.

Das Kriterium Akzeptanz ist neutral oder gar leicht positiv zu bewerten. Eine Anpassung der Netzentgeltsystematik ist politisch durchsetzbar. Netzbepreisung ist sichtbar für Netznutzer und Effekte können kontraintuitiv sein. Andererseits könnte eine Anpassung der Netzentgelte ein positiver Kontaktmoment zwischen Netzbetreibern und Netznutzern sein.

Handlungsoption 3.3: Anpassung der Governance Strukturen

Diese Option könnte die Ziele zur Gesamtsystemoptimierung äußerst effektiv erreichen. Verstärkte Kooperation ist genau das Ziel dieser Option. Genau das passiert immer wieder in der Wirtschaft: Abstimmungsbedarf wird mit verstärkten Kooperationen effektiv angegangen. Allerdings hängt die Effektivität vom Ausmaß der Flexibilität in der Ausgestaltung ab; die Basisregeln zur Entflechtung bleiben bestehen und setzen der Ausgestaltung solcher Kooperationsmodelle klare Grenzen, die zur Wahrung des Wettbewerbs notwendig sind.

Die Effizienz ist hier kritisch hervorzuheben: Einerseits verbessert sich die Effizienz, weil Synergie-Verluste durch die Kooperationsmodelle reduziert werden können. Andererseits dürfte sich die gesamtwirtschaftliche Effizienz verringern, wenn Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln den Wettbewerb und das Diskriminierungsverbot beeinträchtigen. Quantitativ ist a priori nicht einzuschätzen, welche Effekte überwiegen. Vor Einführung solcher kooperativen Governance-Modelle sollte hier eine eingehende Untersuchung durchgeführt werden.

Insgesamt wird die Regulierungsaufgabe komplexer. Erweiterte Ausnahmen bei den Entflechtungsregeln macht die Aufsichtsaufgabe der BNetzA schwieriger. Zudem müssten z.B. joint ventures und cost-benefit-sharings in die EOG eingebunden werden, was ebenfalls in einen umfassenden Umsetzungsaufwand münden kann.

Diese Option bewirkt einen moderaten Anpassungsbedarf bei den Verordnungen. Es liegen aber zudem Berührungspunkte mit EU-Regeln vor: Entflechtungsmaßnahmen sind in der EU-Richtlinie vorgegeben und zudem könnte Beihilferecht betroffen sein.

Die Verteilungseffekte sind nicht eindeutig und könnten signifikant sein. Insofern Entflechtungsmaßnahmen betroffen sind, könnten Wettbewerber verlieren, so dass es zu einer (potenziell ineffizienten) Umverteilung bei den Produzenten kommen kann. Konsumenten im breiteren Sinne dürften sich besser stellen, wenn das Gesamtsystem sich verbessert, solange dieser Effekt nicht durch den reduzierten Wettbewerb kompensiert wird. Netzbetreiber dürfte von einer Systemumstellung profitieren. Der Staat bzw. Steuerzahler ist nicht betroffen.

Die Bewertung für das Kriterium Akzeptanz ist nicht eindeutig. Für das große Publikum ist Governance kein Thema, sodass soziale Akzeptanz gegeben sein sollte. Andererseits ist Governance, und insbesondere Entflechtung und Wettbewerbspolitik, politisch durchaus ein sensibles Thema, bei dem in naheliegender Zukunft kaum politischer Wille zu erwarten ist, eine Anpassung voranzutreiben.

Handlungsfeld 4: Infrastrukturaufbau koordinieren

Wie in Kapitel 4.4 dargestellt, wurden in Themenfeld 4 im Rahmen der MKA drei Handlungsoptionen zur sektorübergreifenden Koordination des Wasserstoffinfrastrukturaufbaus vorgestellt. Diese sind (1) der „partizipative Systementwicklungsplan (pSEP)“, (2) „pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur“ und (3) „Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur“. Die Ergebnisse der Analyse zu diesen drei Handlungsoptionen sind in Abbildung 15 dargestellt.

Nr.	Kategorie	Kriterium	Option 4.1 Partizipativer Systementwicklungs- plan (pSEP)	Option 4.2 pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoff- infrastruktur	Option 4.3 Netzentwicklungs- pläne mit marktgetriebener Wasserstoff- infrastruktur
1	Effektivität	Effektivität der Koordination	++	+	0
2	Effizienz	Kurzfristige (statische) Effizienz	/	/	/
		Langfristige (dynamische) Effizienz	0	+	+
3	Kompatibilität	Kompatibilität mit bestehenden Märkten	0	0	-
		Regulatorischer Aufwand	0	-	-
		Juristischer Anpassungsbedarf	+	--	--
		Internationale Einbindung (EU)	0	+	+
4	Verteilungs- effekte	Konsumenten	0	0	0
		Produzenten	0/--	-/+	--/++
		Staat	/	/	/
5	Akzeptanz	Politische Akzeptanz	+	0	-
		Soziale Akzeptanz	+	+	-

Abbildung 15: Übersicht der Multi-Kriterien-Analyse in Handlungsfeld 4

Die Kernargumente der Bewertung sind je Handlungsoption unten kurz zusammengefasst.

Handlungsoption 4.1: Partizipativer Systementwicklungsplan (pSEP)

Durch einen für alle Stakeholder offenen und partizipativen Planungsprozess können die Wasserstoffinfrastrukturinvestitionen zahlreicher Akteure aus verschiedenen Sektoren aufeinander abgestimmt werden, soweit die Planungsergebnisse für diese verbindlich sind. Diese Handlungsoption ist daher sehr effektiv nicht nur in Bezug auf die Koordination der Infrastrukturinvestitionen, sondern auch bei der Berücksichtigung weiterer wichtiger Kriterien, wie z.B. Systemsicherheit oder Umweltschutz.

Die hohe Effektivität der Handlungsoption beeinflusst positiv die Effizienz der Handlungsoption. Synergien zwischen Infrastrukturen aus verschiedenen Sektoren können realisiert werden, indem die Koordination im Rahmen der Planungsprozesse zu einem expliziten Ziel gemacht wird. Diesem Effekt wirkt entgegen, dass die Aufnahme neuer Akteure in die Planungsprozesse auch bei einem partizipativen Ansatz eine Art Eintrittsbarriere für diese darstellt. Zudem findet auch beim Bau der Infrastruktur kein weiterer Wettbewerb mit weiteren Investoren, die an der Planung nicht beteiligt und in dieser berücksichtigt wurden, statt. Dies schränkt den potenziellen Wettbewerb ein. Zudem beinhalten auch effiziente regulatorische/planerische Prozesse immer Ineffizienzen und stellen hiermit nur die ‚zweitbeste Lösung‘ gegenüber marktbasierten Prozessen dar. Die finale Wirkung der Handlungsoption auf die Effizienz des Gesamtsystems kann daher nicht pauschal bewertet werden, bzw. ist von der Umsetzung der Handlungsoption abhängig (vgl. Kapitel 4.4.2).

Der Umsetzungsaufwand von dieser Handlungsoption ist als gering einzuschätzen. Die Option baut auf den planerischen Prozessen der regulierten Infrastruktur im Strom- und Gasbereich auf, die in der Praxis erprobt und sehr effektiv sind. Die Handlungsoption erfordert daher keine grundlegende Änderung des bestehenden Energiemarkt- oder Netzregulierungsdesigns. Der juristische Umsetzungsaufwand und dementsprechend auch die Einbindung in den europäischen Regelrahmen dürften daher besonders im Vergleich zu weiteren Handlungsoptionen eher gering ausfallen.

Es wird erwartet, dass die Konsumenten von einer verbesserten Koordination der Infrastrukturinvestitionen in Form von niedrigeren Systemkosten profitieren werden. Es sind keine signifikante Umverteilungseffekte durch diese Handlungsoption bei Konsu-

menten ersichtlich. Bei Infrastrukturinvestoren wird dagegen eine Umverteilung erwartet, da die Planungsprozesse den an der Planung beteiligten Infrastrukturbetreibern und -Investoren eine Art Monopolstellung sichern. Es findet im Rahmen der Planung oder des Infrastrukturbaus kein Wettbewerb statt, bzw. neue Investoren und alternative Technologien sind darauf angewiesen, im Planungsprozess berücksichtigt oder an diesem beteiligt zu werden. Die Ausprägung der Umverteilungseffekte ist daher von dem Öffnungsgrad bzw. der Partizipationsmöglichkeit der Planungsprozesse abhängig.

Ähnlich wie die Effizienz und die Verteilungseffekte, ist auch die soziale Akzeptanz der Handlungsoption von der Beteiligung der Politik und Gesellschaft an den Abstimmungsprozessen abhängig. Es wird erwartet, dass eine breite Beteiligung dieser Stakeholder an den Abstimmungsprozessen eine breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz für die in Rahmen von dieser Handlungsoption geplante Projekte erzeugen kann, auch wenn die aktuellen Erfahrungen mit den Netzentwicklungsplänen die Komplexität hier illustrieren.

Handlungsoption 4.2: pSEP mit Schnittstelle zur marktgetriebenen Wasserstoffinfrastruktur

Ähnlich wie bei dem „partizipativen Systementwicklungsplan“ allein (Option 4.1) ist die Effektivität dieser Handlungsoption sehr hoch. Wie oben bereits beschrieben, wird durch den Einsatz von partizipativen zentralisierten Planungsprozessen ein hoher Grad an Koordination erreicht. Neben den Infrastrukturkosten können zudem auch weitere Kriterien bei der Entwicklung der I Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden, wie z.B. Systemsicherheit, Umweltschutz, Arbeitssicherheit, etc. Im Gegensatz zum pSEP allein kann jedoch die zusätzliche Einbindung von Marktmechanismen beim Bau der geplanten Wasserstoffinfrastruktur zu Anreizverzerrungen in der Planung führen. So können Infrastrukturbetreiber, die an der Planung beteiligt sind, durch die geplanten Projekte potenzielle Wettbewerber bereits vor dem Einsatz der Marktmechanismen abzuschrecken versuchen.

Die Effizienz der Handlungsoption wird durch die hohe Effektivität der Handlungsoption positiv beeinflusst. Synergien zwischen Infrastrukturen aus verschiedenen Sektoren können realisiert werden, indem die Koordination im Rahmen der Planungsprozesse zu einem expliziten Ziel gemacht wird. Zudem erhalten neue Infrastrukturinvestoren, Technologien und Projekte, die unter Umständen im Rahmen der zentralen Abstimmung

mung nicht ausreichend berücksichtigt wurden, durch den Einsatz von Marktmechanismen eine zusätzliche Möglichkeit an dem Bau der Wasserstoffinfrastruktur teilzunehmen. Hiermit werden die Eintrittsbarrieren reduziert und der Markt als Entdeckungsverfahren bei der Auswahl von systemoptimalen Investitionen (Sektor, Technologie, Investor und Projekt) in Teilen eingesetzt. Insgesamt ist diese Handlungsoption daher als effizient zu bezeichnen, auch wenn die Vorgaben des zentralen Abstimmungsprozesses den Handlungsspielraum für Wettbewerb und damit die Effizienz der Handlungsoption beschränken können.

Eine praxisnahe Ausgestaltung dieser Handlungsoption stellt derzeit die größte Hürde für dessen Umsetzung dar. Auch diese Handlungsoption kann auf den planerischen Prozessen der Strom- und Gassektoren aufsetzen, und erste Ansätze wie den Systementwicklungsplan (dena 2020a) als Grundlage nutzen. Allerdings muss das Design von Marktmechanismen, die den Wettbewerb zwischen den Sektoren während der Bauphase fördern sollen, zusätzlich neu entwickelt werden. Auch wenn Grundlagen und Erfahrungen mit ähnlichen Markt- bzw. Wettbewerbsmechanismen aus manchen Sektoren bereits vorhanden sind, kann dessen sektorübergreifende Einführung zu einer umfassenden juristischen Umgestaltung des bestehenden Regelrahmens von manchen Sektoren führen sowie eine regelmäßige Einbindung von Behörden als Organisator und zur Überwachung erfordern.

Die Umsetzung dieser Handlungsoption bringt keine ersichtliche Umverteilung zwischen den Konsumenten mit sich. Alle Konsumenten können von einer besseren Koordination der Wasserstoffinfrastrukturinvestitionen profitieren. Bei den Infrastrukturbetreibern kann es dagegen zu Umverteilungen kommen, da in einzelnen Sektoren etablierte Infrastrukturbetreiber im Wettbewerb zu Betreibern aus weiteren Sektoren und derzeit noch unbekannten weiteren Investoren treten müssen.

Ähnlich wie bei dem pSEP allein wird erwartet, dass eine breite Stakeholderbeteiligung an den zentralisierten Abstimmungsprozessen eine breite gesellschaftliche und politische Akzeptanz für die geplante Projekte erzeugen kann. Aber auch hier gilt, dass insbesondere die soziale Akzeptanz eine grundsätzliche Herausforderung bei Infrastrukturprojekten darstellt, die sich aber nicht zwischen den Handlungsoptionen unterscheidet.

Handlungsempfehlung 4.3: Netzentwicklungspläne mit marktgetriebener Wasserstoffinfrastruktur

Die Effektivität dieser Handlungsoption zur Koordination der Wasserstoffinfrastrukturplanung und der Umsetzung dieser Planungen erscheint fraglich. Zwar wird die Infrastruktur in verschiedenen Sektoren nicht mehr unabhängig voneinander gebaut, die Planung der regulierten und marktgetriebenen Infrastruktur erfolgt aber auch bei einer marktbasierter Koordination weiterhin parallel zueinander. Die Aufnahme von marktgetriebenen Infrastrukturprojekten in die Planung der regulierten Infrastruktur ist nur mit Verzögerung möglich. Zudem kann die parallele Entwicklung der marktgetriebenen und regulierten Infrastruktur zu Anreizverzerrungen bei deren Betreibern führen. Regulierte Infrastrukturbetreiber können die Infrastrukturplanung zur Abschreckung potenzieller marktgetriebener Projekte einsetzen. Marktgetriebene Infrastrukturbetreiber können ineffiziente Investitionsanreize durch Preissignale erhalten (vgl. Bushnell & Stoft 1996). Zudem ist unsicher, inwieweit Marktpreise weitere wichtige Aspekte der Infrastrukturplanung einpreisen, wie z.B. die Systemsicherheit, Umweltverträglichkeit, soziale Akzeptanz, etc.

Ein für alle Investoren offener Wettbewerb beim Bau der Wasserstoffinfrastruktur stellt die etablierte Infrastrukturbetreiber unter sehr hohen Wettbewerbsdruck, was die Effizienz dieser Handlungsoption fördert. Marktmechanismen werden als Entdeckungsverfahren eingesetzt und daher ist die Auswahl der Investoren in Bezug auf den Sektor, die zu nutzende Technologie und das spezifische Projekt frei, bzw. unabhängig von der Planung der regulierten Infrastrukturbetreiber. Lediglich die oben beschriebene geringe Effektivität der Handlungsoption wirkt der Effizienz der Marktmechanismen entgegen.

Es wird davon ausgegangen, dass die Einführung der Handlungsoption einen erheblichen Umsetzungsaufwand erfordert. Das Modell für einen marktgetriebenen Wasserstoffinfrastrukturbau muss parallel zum bestehenden Regelrahmen für regulierte Infrastruktur eingeführt und regelmäßig kontrolliert werden, was juristischen und regulatorischen Mehraufwand impliziert. Zudem kann eine Erweiterung der Märkte um lokale Preissignale die Wasserstoffinfrastrukturkoordination und damit die Effizienz der Handlungsoption weiter fördern, erfordert aber auch weitere juristische Umsetzungsaufwände. Der marktgetriebene Wasserstoffinfrastrukturaufbau fördert die Beteiligung weiterer EU-Investoren an dem deutschen Wasserstoffinfrastrukturbau und damit die internationale Einbindung der Handlungsoption.

Die Umsetzung dieser Handlungsoption bringt keine ersichtliche Umverteilung zwischen den Konsumenten mit sich. Alle Konsumenten können von den Effizienzverbesserungen des Marktes profitieren. Im Rahmen des Wettbewerbs erhalten neue Investoren die Möglichkeit Wasserstoffinfrastrukturprojekte unabhängig von der Planung der regulierten Infrastruktur aufzubauen, wenn sich diese Projekte gegen die geplante Infrastruktur durchsetzen können. Infolgedessen stehen etablierte Infrastrukturbetreiber unter sehr hohem Wettbewerbsdruck, was eine starke Umverteilung zwischen den Infrastrukturbetreibern zur Folge haben kann. Zudem ist „Rosinenpicken“ sowohl bei regulierten als auch marktgetriebenen Infrastrukturinvestoren möglich.

Akzeptanzprobleme sind bei dieser Handlungsoption möglich. Eine vergleichbare Einbindung der Politik und Gesellschaft, wie bei den vorherigen Handlungsoptionen, erscheint besonders bei einer hohen Anzahl an geplanten marktgetriebenen Projekten schwierig zu gewährleisten. Dies kann die Legitimität nicht nur von privaten sondern auch von regulierten Projekten senken.

Referenzen

- acatech, Leopoldina, Akademienunion (2020). CO2 bepreisen, Energieträgerpreise reformieren. Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign. *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung*, Berlin.
- ACER & CEER (2021). When and How to Regulate Hydrogen Networks?. "European Green Deal" *Regulatory White Paper series* (paper #1). European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Brussels.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin, November 2019.
- Arrow, K. J. (1962). Economic welfare and the allocation of resources for invention, in (R. R. Nelson, ed.) *The Rate and Direction of Inventiv Activity*. Princeton: Princeton University Press.
- Brandstätt C., Brunekreeft G. and Jahnke K., 2011, "How to deal with negative power price spikes? – flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind-", *Energy Policy*, vol. 39, issue 6, pp. 3732-3740.
- Brandstätt, C. (2021). *Network charging schemes and self-supply: instruments to prevent self-reinforcing dynamics*. Mimeo, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G., Kuszniir, J. & Meyer, R. (2020a). Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G.; Buchmann, M.; Höckner, J.; Palovic, M.; Voswinkel, S. & Weber, C. (2020b). Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-FlexMarkt. *EWL Working Papers 2001*, University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics.
- Brunekreeft, G., Pechan, A., Palovic, M., Meyer, R., Brandstätt, C., & Buchmann, M. (2020c). *Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena).
- BMWi (2020b). Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference? *BMWi Newsletter Energiewende*. 15. Dezember 2020.
- BMWi (2019). *Aktionsplan Gebotszone*. Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 Bundesrepublik Deutschland.
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C. & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, pp. 1059-1078.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021a). *Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030*. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff 10.09.2021).

- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2021b). *Netzentgelt (Strom und Gas)*. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/N/Netzentgelt.html?nn=266668 (Zugriff 15.07.2021).
- Bundesnetzagentur (BnetzA) (2020). Beschlüsse BK6-20-295 bis -298. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_21_AV/AbgeschlosseneVerfahren-node.html (Zugriff 13.09.2021).
- Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2021). *Energie macht Zukunft. Handlungsempfehlungen der Energiewirtschaft für die 20. Wahlperiode*. Online verfügbar: <https://www.bdew.de/energie/energie-macht-zukunft/> (Zugriff 15.07.2021).
- Bushnell J. B. & Stoft S. E. (1996). Electric grid investment under a contract network regime. *Journal of Regulatory Economics*, 10, pp. 61-79.
- CEER (2018). *Cyber Security Report Cybersecurity Report on Europe's Electricity and Gas Sectors*, Ref: C18-CS-44-04, Brüssel, veröffentlicht am 26. 10.2018.
- CEER (2020). *CEER Paper on Whole System Approaches*. Distribution Systems Working Group. Ref: C19-DS-58-03, Brüssel, veröffentlicht am 30. Juni 2020.
- Cramton, P.C. & Stoft, S. (2006): *The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO's resource adequacy problem*. Manuscript, 25 April.
- Deutsche Energie-Agentur – dena (2020a). *Der Systementwicklungsplan. Entwicklungsvorschlag für eine integrierte Infrastrukturplanung in Deutschland*. Dena-Zwischenbericht.
- Deutsche Energie-Agentur- dena (2020b). *Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse. dena-Marktmonitor 2030*. Online verfügbar: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-MARKTMONITOR_2030_Corporate_Green_PPAs_Oekonomische_Analyse.pdf (Zugriff 15.07.2021).
- Deutsche Energie-Agentur - dena (2018). *dena Leitstudie, Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Endbericht.
- energate (2019). *BDEW für regionalen Kapazitätsmarkt*. 10.04.2019. Online verfügbar: <https://www.energate-messenger.ch/news/190907/bdew-fuer-regionalen-kapazitaetsmarkt> (Zugriff 15.07.2021).
- enera (2021). *enera Projektkompandium*. Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums, Medium 2/2. online verfügbar: <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompandium.pdf> (Zugriff 15.07.2021).
- entso-g & entso-e (2021). *Interlinked model investigation: Screening and dual assessment*. Zwischenbericht.
- entso-g & entso-e (2018). *TYNDP 2018 scenario report, main report*. Endbericht.
- EU COM (2021). *Proposal for a Council Directive restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity (recast)*. COM(2021) 563 final. European Commission.
- EU COM (2020a). *Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration*. COM(2020) 299 final. European Commission.
- EU COM (2020b). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. COM(2020) 301 final. European Commission.
- EU COM (2019a). *Clean energy for all Europeans*. Luxembourg.

- EU COM (2019b). Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, Europäische Kommission, Brüssel.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2021). *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- EWI ERS & FiFo (2017). *Kurzstudie: Alternativen zur Finanzierung des EEG*, Kurzstudie. Köln.
- Frontier Economics & FiFo (2021). *Energiesteuer 2.0: Konzept für eine Reform der Energiesteuer im Dienst des Klimaschutzes – Eine Steuer auf Basis von fossilem CO₂*. Studie für den Verband der Mineralölwirtschaft und das Institut für Wärme und Mobilität. Köln.
- Furusawa, K., Brunekreeft, G., & Hattori, T. (2019). Constrained Connection for Distributed Generation by DSOs in European Countries, *Bremen Energy Working Papers* No. 28, Jacobs University Bremen.
- Gechert, S., Rietzler, K.; Schreiber, S. & Stein, U. (2019) *Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO₂-Bepreisung. LOS 2: Belastungsanalyse*. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Vorläufige Fassung des Abschlussberichts, unkorrigiert. Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung.
- Helm, D. and Hepburn, C. (2005). *Carbon contracts and energy policy: an outline proposal*. Working Paper, University of Oxford.
- Ismer R., Neuhoff, K. and Pirlot A. (2020). Border Carbon Adjustments and Alternative Measures for the EU ETS An Evaluation. *DIW Discussion Papers* 1855. Berlin.
- Joskow, P.L. (2008): Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, Vol. 16, 3, pp. 159-170.
- Kahl, H. (2021). *Zur Umsetzbarkeit eines nationalen CO₂- Mindestpreises im Stromsektor*, Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Würzburg.
- Kahles, M. & Pause, F. (2019). Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotzone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Hintergrundpapier. *Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht*, 44.
- Korte K. & Gawel, E. (2018). *Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: Angemessene Anreize für die Einspeisung*, Wirtschaftsdienst, ISSN 1613-978X, Springer, Heidelberg, Vol. 98, Iss. 1, pp. 60-67.
- May, N. & Neuhoff, K. (2019). Financing Power: Impacts of Energy Policies in Changing Regulatory Environments. *The Energy Journal*, Vol. 42, No. 4. Pp. 131-151.
- May, N., Neuhoff, K. & Richstein, J.C. (2018). Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy. *DIW Weekly Report*, ISSN 2568-7697, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 8, Iss. 28, pp. 251-259.
- Meyer, R., Brunekreeft, G., Palovic, M. & Speiser, D. (2017). Regulatorischer Umgang mit Multi-use-Speichern in Stromverteilungsnetzen. *Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6, 2017, S. 51-53.

- Meyer, R. and Gore, O. (2015). Cross-Border Effects of Capacity Mechanisms: Do Uncoordinated Market Design Changes Contradict the Goals of the European Market Integration?, *Energy Economics*, 51, 9-20.
- neon & consentec (2018). *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich*. Finale Version vom 31.07.2018. Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Newbery, D.; Pollitt, M.G.; Ritz, R.A. & Strielkowski, W. (2018) Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91, pp. 695-707.
- Newbery, D. (2016) Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, Vol. 94, pp. 401-410.
- Nordhaus, W. (2015) Climate Clubs: Overcoming Free-riding in International Climate Policy. *American Economic Review*, 2015, 105(4): 1339–1370.
- Ökolinstitut (2021). *Konzept für die Einführung eines CO2-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland*. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Berlin.
- r2b (2019). *Finanzierung der Energiewende – Reform der Entgelte- und Umlagesystematik*. Studie im Auftrag des Verband kommunaler Unternehmen e.V.. Köln. https://www.r2b-energy.com/uploads/media/1906_VKU_Umlagen_Entgeltsystematik_r2b_01.pdf (Zugriff 14.09.2021)
- Richtstein, J.C. (2017). Project-Based Carbon Contracts: A Way to Finance Innovative Low- Carbon Investments. *DIW Discussion Papers* 1714. Berlin.
- Rubin, E.S., Azevedo, I.M., Jaramillo, P. & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, pp. 198–218.
- Sartor, O., Bataille, C. (2019). *Decarbonising basic materials in Europe: How Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market*. IDDRI, Study N°06/19.
- Schulte, S., Schlund, D. & Sitzmann, A. (2020) *Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0*. Studie im Auftrag des Zukunft Gas e.V. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), Februar 2020.
- Schultz project consult (2018). *Ökologische Steuerreform 2.0 - Einführung einer CO2-Steuer*. Arbeitspapier. Berlin. Online verfügbar: https://schultz-projekt-consult.de/BLOG2020/wp-content/uploads/simple-file-list/1584443291_Okologische-Steuerreform-2.0_30.08.2018_aktualisierte-Version.pdf (Zugriff 15.07.2021).
- Sensfuß, F., Ragwitz, M. & Genoese, M. (2008) The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, Vol. 36, 8, pp. 3086-3094.
- Stiftung Umweltenergierecht (2021). *Wirtschaft und Europa auf dem Weg zur Klimaneutralität - Der Green Deal der EU und seine Bedeutung für Deutschlands Energiewende*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

- Thüga (2019). *Erneuerbares Gas für die Wärme- und Verkehrswende – Positionen für weniger CO2 und mehr Klimaschutz in Deutschland*. Juli 2019.
- Williamson, O.E. (1975). *Markets and hierarchies; analysis and antitrust implications*. The Free Press, New York.
- WindNode (2021). *Flexibilität, Markt und Regulierung*. Synthesebericht. Online verfügbar: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/FMR_ES.pdf (Zugriff 15.07.2021).
- Zerzawy, F.; Fiedler, S. & Kresin, J. (2019): *Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuern*. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Jacobs University Bremen (JUB)

Dr. Marius Buchmann
Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Christine Brandstätt, M. Sc.
Martin Palovic, M.A.
Dr. Anna Pechan

Stand:

10/2021

Bitte zitieren als:

Jacobs University Bremen (JUB) (2021). Handlungsbedarfe und Weiterentwicklungsoptionen im Energiemarktdesign auf dem Weg zur Klimaneutralität. Gutachten im Rahmen der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

