



G. Brunekreeft, M. Buchmann, M. Palovic, R. Meyer

Endbericht zur Kurzstudie

„Auswirkungen von Marktdesigns auf Infrastrukturbedarfe“

Auftraggeber:
Deutsche Energie-Agentur (dena)

Bremen, 01. Februar 2021

Autoren:

Jacobs University Bremen¹

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Dr. Marius Buchmann

Martin Palovic, M.A.

Dr. Roland Meyer

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

¹ Die Autoren danken Christine Brandstätt für die inhaltliche Kommentierung und Unterstützung.

Inhaltsverzeichnis

0 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen	5
1 Themenbereich „Gebotszonenkonfiguration“	7
1.1 Modellbeschreibungen	7
1.1.1 Nodale Bepreisung	7
1.1.2 Zonale Bepreisung.....	8
1.1.3 Lokale Flexibilitätsmärkte	9
1.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf.....	9
1.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand...	12
2 Themenbereich „Netzentgeltstrukturen Strom, räumliche Signale Strommarkt“	13
2.1 Modellbeschreibungen	13
2.1.1 Long run incremental costs (LRIC)	13
2.1.2 Deep charging	14
2.1.3 Smart connection agreements	15
2.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf.....	15
2.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand...	18
3 Themenbereich „Erweiterung des Energy-Only-Marktes um (lokale Kapazitätsmechanismen“	19
3.1 Modellbeschreibungen	19
3.1.1 (Strategische) Reserve	19
3.1.2 Kapazitätsmärkte	20
3.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf.....	21
3.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand...	23
4 Themenbereich „Lenkungswirkung von Steuern, Abgaben, Umlagen“	23
4.1 Einführung eines wirksamen sektorübergreifenden CO2-Preises und der entsprechende Ausgleich der Strompreise	24
4.1.1 Bewertung der Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf ..	24

4.2	Sektorübergreifende Finanzierung der Infrastrukturen: Einführung einer Infrastrukturabgabe	26
4.2.1	Bewertung der Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf ..	26
4.3	Output-Orientierte Regulierung	28
4.3.1	Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf.....	29
4.4	Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand...	30
5	Die Kernfragestellungen im Themenbereich „Marktliche Einbindung von Wasserstoff“	31
5.1	Zentrale Planung vs. marktbasierter Koordination beim Aufbau der H ₂ -Infrastruktur.....	32
5.2	Investition und Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur.....	33
5.3	Finanzierung des Wasserstoffnetzes	35
6	Zusammenfassung der Kernaussagen.....	36
	Referenzen	43

0 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen

Die Gruppe Bremen Energy Research an der Jacobs University Bremen wurde von der dena beauftragt im Rahmen der dena Netzstudie III die Rückwirkungen von verschiedenen Marktdesign-Anpassungsoptionen auf den Infrastrukturbedarf im Strom- und Gassektor qualitativ abzuschätzen. Seitens des Expertengremiums „Marktdesign“ der Netzstudie wurden fünf Themenbereiche identifiziert, die im Rahmen des vorliegenden Kurzgutachtens untersucht werden sollten. Im Folgenden werden verschiedene Modelle beschrieben, die aktuell in den fünf Themenbereichen diskutiert werden und aus Sicht der Gutachter besonders relevant sind. Für diese Modelle wurden dann die möglichen Rückwirkungen auf die Infrastrukturbedarfe im Strom- und Gassektor qualitativ abgeschätzt. Hierbei handelt es sich um eine erste grundlegende Einschätzung, die nicht als abschließend zu verstehen ist, sondern als Grundlage für weitere Untersuchungen in diesem Bereich dient. Ziel ist es explizit nicht die Modelle selbst zu bewerten.

Die nachfolgende Analyse fokussiert sich darauf drei unterschiedliche Effekte der diskutierten Modelle zur Änderung des Marktdesigns auf den Infrastrukturbedarf im Strom- und Gassektor zu erfassen. Die zentrale Argumentationslinie ist dabei wie folgt:

Der Einstieg in die Analyse erfolgt anhand des *primären* Effekts der unterschiedlichen Modelle auf den Strominfrastrukturbedarf. Grundlage des primären Effekts sind zu meist differenziertere Bepreisungsmechanismen in unterschiedlicher Ausprägung. Die Analyse setzt damit beim Stromnetz an, da diese Infrastruktur bereits heute den größten Anteil an erneuerbaren Energien integriert und die zunehmenden Engpässe das zentrale Nadelöhr für die Energiewende darstellen. Darüber hinaus zielen viele der unten diskutierten Marktdesignthemen auf einen effizienten Umgang mit Netzknappheit im Stromsektor als zentrales Signal zur Abwägung zwischen Investitionen in den verschiedenen Infrastrukturen ab. Dieses Signal muss aus dem Stromnetz kommen, da hier die Erneuerbaren angeschlossen sind und es bei der Sektorkopplung um die erneuerbaren Kapazitäten geht, die nicht ohne weitere Investitionen ins Stromnetz transportiert werden können. Darüber hinaus fallen auch die Anreize für Investitionen in Gaskraftwerke in den Bereich der primären Effekte, so dass hier auch ein direkter Bezug zum Erdgasinfrastrukturbedarf besteht. Dies ist zumindest immer dann der Fall, wenn die diskutierten Modelle auch Anreize für Stromerzeugungskapazitäten haben.

Darüber hinaus und folgend aus dem primären Effekt, werden insbesondere zwei *sekundäre* Spillover-Effekte betrachtet, die indirekt aus den Marktdesignanpassungen für die Sektorkopplung entstehen:

Unter dem *Elektrolyse-Effekt* fassen wir die Anreize für Investitionen in Elektrolyseure zusammen. Grundsätzlich repräsentiert dieser Effekt die Anreize für Investitionen in Sektorkopplungstechnologien. Da der Analyserahmen der Studie sich jedoch auf das Strom- und Gasnetz bezieht fokussieren wir die Analyse auf die Schnittstelle zwischen diesen beiden Infrastrukturen, bei der die Elektrolyse eine zentrale Rolle einnimmt. Im Folgenden werden zwei unterschiedliche Ausprägungen des Elektrolyse-Effekts betrachtet. Zum einen kann es durch die Beimischung von Wasserstoff in das Methanetz zu einem verstärkten Gasinfrastrukturbedarf kommen (bzw. zu einem reduzierten Rückbaubedarf). Zum anderen kann bei einem umfassenderen Wasserstoff-Angebot ein Bedarf für ein *eigenständiges Wasserstoff-Transportnetz* entstehen. Dies würde implizieren, dass der Gasinfrastrukturbedarf (Methan) fällt und der Wasserstoff-Infrastrukturbedarf steigt.

Neben dem Elektrolyseeffekt wird noch der *Substitutionseffekt* zwischen den Energieträgern Strom und Gas als zweiter indirekter Effekt des Marktdesigns auf den Infrastrukturbedarf analysiert: Steigt das allgemeine Preisniveau von Strom (und/oder fällt das allgemeine Preisniveau von Gas), fällt die Stromnachfrage und es kann von einer steigenden Gasnachfrage ausgegangen werden. Dementsprechend würde in dem Fall von steigenden Strompreisen der Strominfrastrukturbedarf fallen und der Gasinfrastrukturbedarf (Methan) ansteigen und vice versa.

Neben der Analyse der potenziellen Rückwirkungen von verschiedenen Marktdesign-Anpassungen auf den Infrastrukturbedarf wurde eine Einordnung der *Progressivität* der Modelle vorgenommen. Hierbei definieren wir Progressivität als den notwendigen Umsetzungsaufwand, der mit den einzelnen Modellen einhergeht. Ziel dieses Analyseschrittes ist es aufzuzeigen, welche Anpassungen im Marktdesign eine wesentliche Änderung des bestehenden Regelrahmens mit entsprechend hohem Aufwand darstellen würden, und welche mit vergleichsweise geringem Aufwand in die Praxis umgesetzt werden könnten. Es steht also der Umsetzungsaufwand im Vergleich zum Status Quo in Deutschland im Fokus. Es soll explizit angemerkt werden, dass weitere Bewertungskriterien, wie z.B. die Effektivität, Effizienz, Verteilungseffekte, Akzeptanz der Modelle, im Rahmen der Kurzuntersuchung nicht berücksichtigt wurden; demzufolge wurde keine Allgemeinbewertung gemacht.

Beim Umsetzungsaufwand unterscheiden wir drei Dimensionen:

- politische Umsetzung: Diese Dimension erfasst inwiefern ein Model im aktuellen politischen Umfeld voraussichtlich durchsetzbar ist oder ob grundsätzliche Vorbehalte auf politischer Ebene zu erwarten sind.
- juristische/regulatorische Umsetzung: Diese erfasst den juristischen und regulatorischen Aufwand, also die notwendigen Gesetzesänderungen bzw. Anpassung der bestehenden Regulierung, um die Modelle umzusetzen.
- firmen-interne operative Umsetzung: Diese bezieht sich auf den Aufwand (Zeit, Ressourcen) bei den Unternehmen, um die Modelle in der Praxis umzusetzen.

Die drei Ausprägungen werden dabei qualitativ abgeschätzt und in einer gemeinsamen Bewertung zusammengefasst.

1 Themenbereich „Gebotszonenkonfiguration“

1.1 Modellbeschreibungen

Im Folgenden werden drei Modelle zur Anpassung der Gebotszonenkonfiguration dargestellt: die nodale Bepreisung, zonale Bepreisung und lokale Flexibilitätsmärkte. Da die Modelle grundsätzlich ähnlich auf den Infrastrukturbedarf wirken, wobei sich die Intensität dieser Auswirkungen signifikant unterscheiden können, werden zunächst die Modelle eingeführt und danach gemeinsam im Hinblick auf die Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf analysiert.

1.1.1 Nodale Bepreisung

Nodale Bepreisung, auch als locational marginal pricing bekannt, stellt in der ökonomischen Literatur einen theoretischen Benchmark für die effiziente Stromnetzbepreisung dar (vgl. Stoff 2002, Part 5). Es handelt sich um eine Berechnungsmethode zur Grenzkostenermittlung der Versorgung eines bestimmten Netzknotens mit Strom, der durch das Stromnetz transportiert wurde. Der errechnete nodale Spotpreis besteht daher analytisch aus einer Energiekomponente, die den Wert der Zusatzerzeugung reflektiert, und einer Netzkomponente, die die Netzengpässe berücksichtigt.

Nodale Spotpreise werden knotenscharf berechnet. Die Netzkomponente ist gleich null, wenn keine Netzengpässe vorliegen. Nodale Spotpreise konvergieren in diesem Fall zu einem einheitlichen Systempreis. Liegt ein Netzengpass vor, ist der Wert der Erzeugung in den exportbeschränkten Regionen und damit auch der Strompreis an den Knoten in diesen Regionen geringer als bei einem einheitlichen Systempreis. Für die importbeschränkte Regionen wird die Argumentation umgedreht, d.h. der Strompreis ist höher. Im Endeffekt besteht das Stromsystem aus Regionen mit unterschiedlichen Preisniveaus, in denen die topologischen Grenzen der Regionen sowie das regionale Preisniveau von der aktuellen Netzsituation abhängig sind.

Nodale Bepreisung wurde zum ersten Mal in Neuseeland umgesetzt. Die Methode ist aber vor allem mit der Anwendung auf die Übertragungsnetze in Teilen der USA bekannt geworden.

1.1.2 Zonale Bepreisung

Im Rahmen der zonalen Bepreisung werden mehrere Knoten des Stromnetzes in Preiszonen anhand struktureller Engpässe aggregiert. Die Einteilung der Zonen kann anhand der aktuellen Netzsituation (endogen) erfolgen, ist aber in Europa meistens durch die vorab definierte Gebotszonengrenzen (exogen) eingeschränkt. In der Regel wird das Stromnetz bei einer zonalen Bepreisung in eine kleinere Anzahl von Preiszonen aufgeteilt, als es der wettbewerbliche Markt unter der Berücksichtigung aller Netzrestriktionen unter nodaler Bepreisung tun würde. Dementsprechend stellt die zonale Bepreisung eine Vereinfachung der nodalen Bepreisung dar. Die Berechnung der Strompreise in den Preiszonen folgt der gleichen Logik wie bei der nodalen Bepreisung; die Netzrestriktionen innerhalb der Preiszonen werden aber in der Berechnung nicht berücksichtigt (einen guten Vergleich des zonalen und nodalen Ansatzes bietet z.B. Pérez-Arriaga et. al. 2013).

Der Effekt der zonalen Bepreisung ähnelt dem Effekt von Knotenpreisen stark. Wird die Kapazität der strukturellen Engpässe nicht ausgeschöpft, entsteht ein einheitlicher überregionaler Strompreis. Sind die Leitungen zwischen den Preiszonen überlastet, führt dies zu preiszonenspezifischen Strompreisen. Preiszonen mit einem Erzeugungsüberschuss haben einen niedrigeren Strompreis als Preiszonen mit einem Nachfrageüberschuss.

Zonale Bepreisung wird im Rahmen des Europäischen Strombinnenmarkts zur Bewirtschaftung von Interkonnektorkapazitäten sowie der strukturellen Engpässe in Italien,

Schweden und Norwegen eingesetzt. Zudem besteht die Möglichkeit einer verpflichtenden Umsetzung in Deutschland, sollten die bestehenden strukturellen Netzengpässe bis Ende 2025 nicht ausreichend adressiert werden (BMWi 2020, Kahles & Pause 2019).

1.1.3 Lokale Flexibilitätsmärkte

Lokale Flexibilitätsmärkte beschreiben einen Netzbewirtschaftungsmechanismus, bei dem regionale Strommärkte neben dem zentralen Strommarkt vom Netzbetreiber eröffnet werden, um die durch den Zentralmarkt nicht berücksichtigten Netzrestriktionen mithilfe einer regionalen Anpassung der Erzeugung und Nachfrage (Flexibilität) adressieren zu können. Auf der Übertragungsebene ist das Konzept des Flexibilitätsmarkts unter den zwei Bezeichnungen marktbasierter Redispatch und Countertrading bekannt. Flexibilitätsmärkte werden häufig zur Behandlung von Netzrestriktionen innerhalb der Preiszonen bei zonaler Bepreisung eingesetzt.

Im Gegensatz zu der nodalen und zonalen Bepreisung ist die Teilnahme an lokalen Flexibilitätsmärkten für die Netznutzer freiwillig. Nichtsdestotrotz haben mehrere Untersuchungen theoretisch nachweisen können, dass lokale Flexibilitätsmärkte zu dem gleichen Anlageneinsatz führen wie nodale Preise. Die Belastung des Stromnetzes ist daher bei den beiden Mechanismen unter idealen Bedingungen aus kurzfristiger Sicht identisch. Da die Kosten von lokalen Flexibilitätsmärkten in der Regel sozialisiert werden unterscheiden sich die Verteilungseffekte und damit die Investitionsanreize lokaler Flexibilitätsmärkte von denen der nodalen Bepreisung jedoch deutlich (de Vries & Hakvoort 2001). Lokale Flexibilitätsmärkte wurden bisher im Rahmen der auslaufenden SINTEG Projekte in Deutschland erprobt. Der marktbasierende Redispatch wird aktuell zum Beispiel im nordischen Strommarkt und in Großbritannien eingesetzt.

1.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf

Die Rückwirkung der drei oben vorgestellten Modelle auf den Strom- und Gasinfrastrukturbedarf wird im Folgenden in Detail dargestellt. Die Anpassung der Gebotszonenkonfiguration zielt explizit auf die Verringerung von Engpässen im Stromnetz ab. Daher ist der angestrebte primäre Effekt eine Reduzierung des Strominfrastrukturbedarfs. Gleichzeitig wird durch die sekundären Effekte der Gas- und Wasserstoffbedarf in den Regionen mit hohen Strompreisen erhöht, was zu einer größeren Auslastung der Gasinfrastruktur innerhalb von hochpreisigen Stromregionen führt. In Regionen mit

niedrigen Strompreisen überlagern sich dagegen die sekundären Effekte und können den Gasinfrastrukturbedarf in beide Richtungen beeinflussen. Zwar wirken alle Modelle ähnlich, allerdings unterscheidet sich die Wirkungsintensität der jeweiligen Modelle signifikant voneinander, wie unten diskutiert wird.

Alle drei untersuchte Modelle ergänzen den aktuellen Strompreis um eine lokale Netzkomponente, die die Netzknappheit widerspiegelt. Regional unterschiedliche Strompreise sind die Folge, die im Vergleich zur bisherigen einheitlichen Preiszone in exportbeschränkten Stromengpassregionen (z.B. Norddeutschland) niedriger und in stromimportbeschränkten Engpassregionen (z.B. Süddeutschland) höher ausfallen würden. Die regionalen Preisunterschiede sollen primär die Strominfrastruktur entlasten, nehmen jedoch durch die sekundären Elektrolyse- und Substitutionseffekte auch auf den Gasinfrastrukturbedarf Einfluss.

Höhere Strompreise in importbeschränkten Regionen bieten einerseits einen stärkeren Anreiz für Investitionen in die Stromerzeugungskapazitäten (Primäreffekt) und damit auch in Gaskraftwerke. Andererseits wird die Nutzung des Stroms durch die höheren Strompreise weniger attraktiv (Primäreffekt), d.h. auch gegenüber Erdgas und Wasserstoff weniger wettbewerbsfähig (Substitutionseffekt). Primäre Effekte reduzieren in importbeschränkten Regionen den Stromnachfrageüberschuss und entlasten somit das Stromnetz. Sekundäre Effekte bieten Anreize zu einer vermehrten Nutzung von Erdgas und Wasserstoff, die zu den und innerhalb der hochpreisigen Stromregionen transportiert werden müssen. Der Bedarf an Gas- und Wasserstoffinfrastruktur steigt dementsprechend an.

Niedrigere Strompreise in exportbeschränkten Regionen spiegeln die Anreize der importbeschränkten Stromregionen: Ein stärkerer Anreiz für Investitionen in Nachfragekapazitäten (Primäreffekt) und damit auch in Elektrolyseanlagen (Elektrolyseeffekt) sind die Folge. Die niedrigeren Preise reduzieren die Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, so dass sich der Gasinfrastrukturbedarf reduziert. Gleichzeitig wird durch die niedrigen Preise die Stromnutzung in exportbeschränkten Stromregionen gefördert (Primäreffekt), was die Nutzung von Strom auch gegenüber Erdgas und Wasserstoff attraktiver macht (Substitutionseffekt). Primäre Effekte reduzieren den regionalen Stromerzeugungsüberschuss und entlasten damit das Stromnetz.

Die Einschätzung der sekundären Effekte auf den Bedarf nach Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur in solchen Regionen ist deutlich schwieriger. Einerseits reduziert die

durch den Substitutionseffekt verringerte Nachfrage nach Erdgas und Wasserstoff den Bedarf an Gas- und Wasserstofftransport in einer Engpassregion. Gleichwohl gilt zu beachten, dass in exportbeschränkten Stromregionen die durch den Elektrolyseeffekt geförderten Elektrolyseanlagen nicht nur zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in der Engpassregion, sondern auch zum Export des günstig erzeugten Wasserstoffs aus diesen Regionen genutzt werden kann. Anders ausgedrückt, die fehlende Stromnetzkapazität wird in Teilen durch Kapazität der Gas- oder Wasserstoffnetze ersetzt. Der Elektrolyseeffekt erhöht daher den Bedarf an Gas- und Wasserstoffinfrastruktur und ist gegenläufig zum Substitutionseffekt. Die potenziell sinkende Auslastung der Gasnetze wegen verringerter regionaler Gasnachfrage (Substitutionseffekt) kann zwar die Aufnahmekapazität des Gasnetzes bei Wasserstoffbeimischung der Gasnetze und damit den Elektrolyseeffekt in diesen Regionen beeinträchtigen. Da es sich bei einer solchen Interaktion der sekundären Effekte aber bereits um eine Art Effekt dritten Grades handelt, dürften die tatsächlichen Auswirkungen solcher nachgelagerten Effekte gegenüber den primären und sekundären Effekten nur nachrangig sein.

Obwohl die drei untersuchten Modelle in die gleiche Richtung auf den Infrastrukturbedarf wirken, werden Unterschiede in der Intensität der beschriebenen Effekte erwartet. Die regionale Granularität der Strompreise ist bei nodaler Bepreisung am höchsten, reflektiert zudem die aktuelle Netzsituation. Dementsprechend sind die daraus resultierenden Anreize und deren entlastende Wirkung auf die Stromnetze gezielt und damit sehr effektiv. Bei der zonalen Bepreisung und lokalen Flexibilitätsmärkten werden dagegen die Engpassregionen primär anhand von strukturellen Engpässen bestimmt und können je nach Umsetzung bereits vorab institutionalisiert werden. Je marktbasierter die Umsetzung bei diesen Ansätzen, desto schneller erfolgt die Anpassung der Preiszonen an die aktuelle Stromnetzsituation. Je institutioneller der Ansatz, desto stabiler sind dagegen die Engpassregionen. Die Adressierung der Engpässe im Stromnetz ist zwar in der Regel weniger effektiv, dafür sind aber die Investitionen mit weniger Risiko verbunden.

Zudem gilt es zu beachten, dass die Flexibilitätsmärkte in der Regel andere Verteilungseffekte als zonale oder nodale Bepreisung aufweisen. Verzerrungen der Investitionsanreize sowie strategisches Verhalten sind die Folge, deren konkrete Ausprägung von dem gewählten Flexibilitätsmarktdesign abhängig ist (vgl. Brunekreeft et al, 2020b). Solche Verzerrungen können in der Theorie zu einer Zunahme an Stromerzeugung in exportbeschränkten Regionen, bzw. einer Zunahme an Stromnachfrage in importbeschränkten Regionen, führen und damit die anvisierte Stromnetzentlastung verfehlen.

1.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand

Die Einschätzung des Umsetzungsaufwands der Modelle zur Gebotszonenkonfiguration wurde in der Tabelle unten zusammengefasst.

Einschätzung Umsetzungsaufwand		Begründung		
		Politisch	Regulatorisch	Operativ
Nodale Bepreisung	Hoch	Nur sehr geringe politische Unterstützung	Umfassende Umgestaltung des bestehenden Systems und des Regelrahmens notwendig	Komplexität für Unternehmen nimmt signifikant zu, die durch neue Firmenstrategien und Finanzinstrumente adressiert werden muss
Zonale Bepreisung	Mittel	Nur geringe politische Unterstützung; Einführung ggf. notwendig wegen der EU-Strommarktverordnung 2019/943	Moderater Umgestaltungsbedarf; das bestehende System kann weiterhin innerhalb der Preiszonen genutzt werden, aber gegenseitige Abstimmung der innerdeutschen Preiszonen muss in den Regelrahmen integriert werden	Zwar erhöht die zonale Bepreisung den Unternehmensaufwand, es gibt aber bereits europäische Erfahrungen mit zonaler Bepreisung, auf denen die Unternehmen aufbauen können
Flexibilitäts- märkte	Mittel	Nur geringe politische Unterstützung; wird in der Politik diskutiert, aber aufgrund der Gaming-Debatte ist das angedachte Modell erwartungsgemäß nicht umsetzbar (zumindest für die Erzeuger), weitere Modelle werden im Auftrag des BMWi derzeit untersucht	Geringer Umgestaltungsbedarf; das bestehende System und dessen Regelrahmen bleibt nahezu unverändert, allerdings müssen eigenständige regionale Märkte in das System sowie in den Regelrahmen zusätzlich eingeführt werden.	Unternehmen müssen neue Prozesse aufbauen, etwa Nachweise von erbrachter Flexibilität, neue Schnittstellen zu Handelsplattformen etc., es gibt aber bereits deutsche Erfahrungen aus SINTEG, auf denen die Unternehmen aufbauen können

2 Themenbereich „Netzentgeltstrukturen Strom, räumliche Signale Strommarkt“

Im Folgenden werden drei Modelle zur Anpassung der Netzentgeltstrukturen Strom besprochen: long run incremental costs (LRIC), deep charging und smart connection agreements. In dieser eher allgemeineren Diskussion nehmen wir pauschal an, dass die Erzeugerseite auch etwaige Netzentgelte bezahlt; in der Beurteilung des Umsetzungsaufwands weisen wir darauf hin, dass die Berücksichtigung der Erzeugerseite den Umsetzungsaufwand ggf. erhöhen würde. Es handelt sich bei dieser Modellauswahl primär um Netzentgeltmodelle mit direkter räumlicher Auswirkung; anderweitige Modelle, mit ggf. nur indirekter räumlicher Wirkung werden hier nicht betrachtet. Im Allgemeinen zielen diese Modelle auf eine explizite räumliche Berücksichtigung von Netzknappheiten und Erweiterungsbedarfe ab, sodass der primäre Effekt eine Einlastung der Strominfrastruktur ist.

2.1 Modellbeschreibungen

2.1.1 Long run incremental costs (LRIC)

Long run incremental cost pricing (LRIC) ist ein Instrument, um die Netzerweiterungskosten in die Netznutzungsentgelt (*use of system*, UoS) einzubeziehen (vgl. Brandstät, et al., 2011). Die Gebühren signalisieren die Dringlichkeit von Netzinvestitionen. Vermeidet die Standortwahl Netzinvestitionen in der betreffenden Region, sind die Entgelte niedrig. Im Gegensatz dazu sind die Entgelte hoch, wenn Netzverstärkungen erforderlich sind. Die Entgelte werden *ex ante* für typische Fälle an strategisch wichtigen Netzanschlusspunkten berechnet. Die so berechneten „tiefen“ Netzkosten werden in Entgelte umgerechnet und sind für Einspeisung und Last unterschiedlich.

In Großbritannien kommt dieses System sowohl für das Übertragungsnetz als auch auf der Hochspannungsebene in den Verteilnetzen zum Einsatz. Für das Übertragungsnetz werden Transmission Network Use-of-System (TNUoS)-Entgelte für verschiedene Zonen berechnet. Bei den Verteilnetzen wurde ein System namens Common Distribution Charging Methodology eingeführt.

2.1.2 Deep charging

Ein neuer Netznutzer, sei es Erzeugung oder Nachfrage, kann, abhängig von der Standortwahl, entweder erhebliche Netzinvestitionen verursachen oder vermeiden. Die Anschlussgebühren decken in der Regel die zusätzlichen Kosten für Leitungen, Transformatoren und andere Anlagen, die für den Anschluss eines neuen Benutzers an das Netz erforderlich sind. Anschlussgebühren, die die Anschlussbedingungen widerspiegeln, können die Standortentscheidung beeinflussen und so das System optimieren.

Grundsätzlich können die Anschlussgebühren entweder *shallow* oder *deep* sein (vgl. Brunekreeft et al., 2005). Bei shallow Gebühren zahlt der Netznutzer nur die direkten Kosten für die Herstellung einer neuen Verbindung zum nächsten Anschlusspunkt an das bestehende Netz. Deep charges beinhalten auch einen Teil der Kosten für Verstärkungen, die in anderen, "tieferen" Teilen des bestehenden Netzes notwendig werden - daher der Begriff. Beispielsweise kann eine zusätzliche Erzeugung an einem lastfernen Standort die Aufrüstung von Transformatoren oder Leitungen in bestehenden Teilen des Netzes erforderlich machen. In der Regel sind die deep charges an überlasteten Standorten tendenziell höher, was den Standort für Investitionen in Erzeuger weniger attraktiv macht, jedoch steigende Nachfrage beanreizt.

Der wichtige Unterschied zu LRIC ist, dass deep charges fallspezifisch sind, während LRIC charges ex ante für eine Anzahl von Fällen ausgerechnet und umgeschlagen werden. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass die LRIC notwendigerweise positiv und negativ sind, während deep charges praktisch nur als positive *charge* vorkommen.

Erfahrungen mit deep charging finden sich primär in den USA; weiter findet deep charging relativ wenig Anwendung. Auch Deutschland kennt derzeit kein deep charging im eigentlichen Sinne. Jedoch gehen die Regelungen zum Netzanschlussbeitrag und Baukostenzuschuss, die dem Kunden einen Anteil der Netzanschluss- bzw. Ausbaukosten zuweisen, einen Schritt in diese Richtung. Allerdings finden diese neuen Regelungen nur in Ausnahmen Anwendung, da ein Beitrag zu den Anschlusskosten nur für Netzinvestitionen erhoben werden darf, die ohne einen Beitrag des Anschlussinhabers wirtschaftlich nicht durchführbar sind. Im Gegensatz dazu wird deep charging als Regelfall, und nicht als berechtigten Ausnahmefall, angewendet.

2.1.3 Smart connection agreements

Mit smart connection agreements (bzw. smart contracts) bietet der Netzbetreiber neben dem standardisierten Netzanschlussstarif eine alternative Option, die den Netznutzer anreizen soll, sich netzdienlich aufzustellen. Smart connection agreements können z.B. eine zeitliche oder lokale Komponente beinhalten und adressieren insbesondere (erneuerbare) Erzeugungsanlagen (vgl. Furusawa, et al., 2019).

Eine Variante wird *constrained connection agreement* genannt. Der Netzbetreiber informiert die Eigentümer (erneuerbarer) Erzeuger über die Anschlusskosten der eingeschränkten und nicht eingeschränkten Verbindung und gibt eine grobe Prognose zu Häufigkeit und Volumen der erwarteten Einschränkungen. Ein constrained connection agreement hat das Potenzial zusätzliche Investitionskosten für den Netzbetreiber zu vermeiden, die Anschlussgebühr für den Eigentümer der Erzeugung, sowie die Netzkosten für die Kunden zu reduzieren.

In der gegenwärtigen Debatte um die weitere Ausgestaltung des §14a EnWG steht der Vorschlag im Raum (EY, BET & WIK 2019) steuerbare Verbraucher optional entweder mit einem vergleichsweise teuren, unbeschränkten oder über einem günstigeren Zugang mit Eingriffsrechten für den Netzbetreiber anzuschließen. Diese Ausgestaltungsoption kann im Wesentlichen als Smart Connection eingestuft werden.

Kernstück bei smart connection agreements ist, dass die Teilnahme auf Freiwilligkeit beruht: Smart connection agreements werden optional zum Standardvertrag angeboten, auf den der Netznutzer immer zurückfallen kann. Damit hat das Konzept zwar höhere Akzeptanz, dürfte aber auch weniger effektiv sein.

Unter anderem Namen wurden mit ähnlichen Konzepten bereits Erfahrungen gemacht. In dieser Form und unter dem neuen Namen ist das Konzept vor allem im Stromsektor relativ neu und viele Details müssen noch ausgearbeitet werden. Erste Erfahrungen werden derzeit in Ländern wie Frankreich und dem Vereinigten Königreich gesammelt (vgl. Furusawa, et al., 2019).

2.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf

Die räumlichen Signale in den dargestellten Modellen zur Anpassung der Netzentgelt-systematik zielen explizit auf eine bessere Reflektion der Netzausbaukosten ab und spiegeln diese auf unterschiedliche Weise in den Netzentgelten wider. Diese Effekte

sind nur bei Netzknappheiten und -engpässen praktisch relevant. Das ist auch der Grund, warum solche Modelle erst in jüngster Vergangenheit wichtig geworden sind; in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts, in denen die „Kupferplatte“ aufgebaut wurde, gab es keine relevante Knappheit im Stromnetz.

In den Gasnetzen ist Knappheit innerhalb der bestehenden Gebotszonen bis heute kein wesentliches Thema, sondern der Ausbau ist eher nachfragegesteuert. Da Netzengpässe im Gasnetz nicht die praktische Relevanz wie im Stromnetz haben, erwarten wir, dass räumliche Signale in der Netzentgeltstruktur der Gasnetze auch zukünftig eine untergeordnete Rolle spielen.

Bei allen genannten Modellen wird die netzbelastende Netznutzung der Stromnetze teurer und die netzentlastende Netznutzung günstiger. Der primäre Effekt auf den Strominfrastrukturbedarf ist demzufolge eindeutig: es wäre –zumindest theoretisch – zu erwarten, dass die Modelle den Strominfrastrukturbedarf verringern. Genau dies ist der zentrale Zweck der Modelle.

Zwar ist der Effekt theoretisch eindeutig, jedoch ist die Effektivität der Anreize, die sich aus den Netzentgelten für die Netznutzer ergeben können, in der Praxis eher fragwürdig. Z.B. ist der Anteil der lokal differenzierten Netzgebühren bei den größeren Netznutzern in Großbritannien so gering, dass sie in den Standortentscheidungen kaum relevant sein dürften.

Die sekundären Effekte sind weniger eindeutig. Korrekt konzipierte lokale Netzentgelte dürften lokal differenzierte Anreize für Investitionen in Elektrolyseure haben. In exportbeschränkten Regionen werden die Netznutzungs- und Anschlussgebühren für Einspeiser höher und für Last geringer und vice versa für importbeschränkten Regionen. Damit erhöhen sich die Anreize für Investitionen in Elektrolyseure in exportbeschränkten Regionen. Im Fallbeispiel Deutschland hieße das, dass die Netzentgelte im Norden für Einspeisung höher und für Last niedriger wären als im Süden, sodass verstärkt Anreize für Investitionen in Elektrolyseure im Norden entstünden.

Unklar ist allerdings, ob Wasserstoff auch vor Ort in der Region des exportbeschränkten Knoten gebraucht wird. Wahrscheinlicher ist, dass der Wasserstoff an sich wieder transportiert werden muss. Infolgedessen entsteht im Grunde eine Kosten-Nutzen Abwägung zwischen dem Energietransport über Stromnetze und Energietransport als Wasserstoff in den Gasnetzen bzw. einer eigenen Wasserstoffinfrastruktur.

Dieser sekundäre Effekt der lokalen Netzentgelte ist indirekt ein Fördereffekt für Wasserstoff. Da der Effekt indirekt ist (im Gegensatz zu z.B. einer Investitionsförderung oder Wasserstoffquote), dürfte der Effekt gering sein, sodass -auf Grund dieser Modelle allein betrachtet- tendenziell eher die Wasserstoffbeimischung ins Gasnetz angereizt würde, und weniger eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur. Folglich würde der Gasinfrastrukturbedarf steigen.

Als zweiter Sekundäreffekt dürfte der Substitutionseffekt zwischen Strom und Gas gering sein. Die räumlichen Komponenten in den Netzentgelten differenzieren zwischen netzbelastenden und -entlastenden Regionen und Netznutzern. Hinzu kommt, dass eine Erhöhung der räumlichen Komponente an anderen Stellen in den Netzentgelten mit einer Verringerung ausgeglichen wird; schließlich zielt die Regulierung der Netzentgelte auf Kostendeckung ab. In dem Sinne ist unklar, ob Netzentgelte insgesamt steigen oder fallen werden. Da aber das gesamte System -zumindest theoretisch- effizienter gestaltet wird, müssten die Gesamtsystemkosten eher fallen. Da erwartungsgemäß diese Effekte bei Strom signifikanter sein dürften als bei Gas, würden wir, wenn überhaupt, einen Substitutionseffekt weg von Gas in Richtung Strom erwarten. Dieser Effekt erhöht den Infrastrukturbedarf für Strom und verringert den Infrastrukturbedarf für Gas. Quantitativ dürfte aber ein solcher Effekt insgesamt moderat sein. Gleichzeitig können regionale Substitutionseffekte durchaus signifikant sein.

Vergleicht man die Modelle untereinander, so wäre zu erwarten, dass deep charging zu den stärksten Effekten auf den Infrastrukturbedarf führen würde, da dieses Modell fallspezifisch und damit sehr genau sein kann. Da LRIC ex ante berechnet wird und die entsprechenden Entgelte immer für eine Klasse an Fällen aufgestellt werden, ist das Modell relativ ungenau. Es ist nicht auszuschließen, dass auch wenn die gesamte Struktur die richtigen räumlichen Anreize setzt, im Einzelfall es durchaus zu verzerrten Anreize kommt. Ein Vorteil der ex-ante Berechnung und Feststellung der Entgelte ist, dass mögliche Neuanschlüsse besser eingeschätzt werden können. Ein weiterer Vorteil wäre, dass mit LRIC auch positive Anreize gesetzt werden (falls die Entgelte negativ sind), was mit deep charging nicht der Fall sein dürfte.

Smart connection agreements lassen den Parteien viel Freiheit, sodass solche Verträge recht flexibel kontextabhängig eingesetzt werden können; in dem Sinne dürfte die Effektivität hoch sein. Andererseits dürfte die Optionalität bei smart connection agreements deren Effektivität begrenzen.

2.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand

Analog zum Vorgehen im ersten Kapitel wurden die Modelle zur Anpassung der Netzentgeltstruktur in der folgenden Tabelle auf die Umsetzbarkeit (wie in der Einführung definiert) bewertet. Es handelt sich hierbei lediglich um eine Einschätzung zum Umsetzungsaufwand, ohne dass eine umfassende Bewertung der einzelnen Modelle, z.B. bzgl. Effektivität oder Effizienz stattfindet, die über den Umsetzungsaufwand hinausgeht.

Einschätzung Umsetzungsaufwand		Begründung		
		Politisch	Regulatorisch	Operativ
LRIC (long run incremental cost pricing)	Hoch	Das Konzept wird bisher noch nicht diskutiert; allerdings ist eine Beteiligung der Erzeugerseite politisch problematisch.	Relativ hoch, da umfassende juristische Anpassungen notwendig sind.	Umsetzungsaufwand für die Netzbetreiber hoch, da vorrausschauende Netzkostenberechnungen für verschiedene Entwicklungen notwendig werden.
Deep charging	Hoch	Das Konzept wird bisher noch nicht diskutiert. Eine Beteiligung der Erzeugerseite ist politisch problematisch. Allerdings ist der Baukostenzuschuss für Erzeuger ein Schritt in diese Richtung.	Bisher nur als Ausnahmeregelung im Falle des Baukostenzuschusses. Eine breitere Anwendung bedingt Anpassung diverser Regelungen, aber der Aufwand wäre geringer als bei LRIC.	Umsetzung ist aufwendig, sowohl für die Netzbetreiber, als auch die Marktteilnehmer.
Smart Connection Agreements	Mittel	Zunehmende politische Unterstützung für Beantragung für netzdienliches Handeln.	Grundsätzlich überschaubarer Anpassungsbedarf der bestehenden Regelungen.	Netzbetreiber müssen Systematik erarbeiten und Komplexität der Netzentgeltstruktur nimmt für die Netzbetreiber zu.

3 Themenbereich „Erweiterung des Energy-Only-Marktes um (lokale) Kapazitätsmechanismen“

Im dritten Themenbereich wurden die Rückwirkungen von Kapazitätsmechanismen auf den Infrastrukturbedarf analysiert. Dabei wurde als Status Quo der Fall der strategischen Reserve betrachtet, die in Deutschland in Form der Kapazitätsreserve angewendet wird. Dabei wurde auch die Netzreserve mitbetrachtet, die strikt genommen kein Kapazitätsmechanismus ist, aber auf Grund ihrer lokalen Komponente von besonderem Interesse für die Bewertung der Infrastrukturauswirkungen ist. Als weiteres Modell wurde ein umfassender Kapazitätsmarkt untersucht, dessen Einführung regelmäßig Teil der energiepolitischen Debatte ist.

3.1 Modellbeschreibungen

3.1.1 (Strategische) Reserve

In Deutschland gibt es verschiedene Formen von Reservevorhaltungen, von denen für die hier angestellten Untersuchungen vor allem die Netzreserve und die Kapazitätsreserve von Bedeutung sind.² Die Kapazitätsreserve (nach § 13e EnWG) entspricht am ehesten der Definition einer strategischen Reserve, da sie systemweite Versorgungsengpässe adressiert, also dann zum Einsatz kommen soll, wenn die Kapazitäten am Strommarkt Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich bringen können. Die Kapazitätsreserve wird zentral durch die ÜNB ausgeschrieben und die bezuschlagten Anlagen werden dauerhaft vom Markt genommen (Vermarktungs- und Rückkehrverbot). Der zentrale Abruf erfolgt durch den jeweiligen ÜNB, wobei der Einsatz der Kapazitätsreserve in der Rangfolge der Netzbetreibermaßnahmen (§ 13 EnWG) dem marktbasiereten Redispatch nachgelagert ist. Ein Abruf erfolgt somit nur in Ausnahmefällen vorrangig zu den Notfallmaßnahmen (Abregelung). Quantitativ ist die Kapazitätsreserve von geringer Bedeutung: Von der nach § 13e EnWG festgelegten Reserveleistung von 2 GW wurden in der ersten Ausschreibung für das Winterhalbjahr 2020/2021 nur etwas mehr als 1 GW bezuschlagt.³

² Darüber hinaus gibt es die so genannte Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG), die für ausgewählte Braunkohlekraftwerke eine zeitlich begrenzte Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft für Notfälle vorsieht, bevor diese nach vier Jahren stillgelegt werden.

³ <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve>.

Im Unterschied zur Kapazitätsreserve adressiert die Netzreserve gezielt das Problem der Netzengpässe, die insbesondere an den Nord-Süd-Verbindungen auftreten (BMW, 2015). Selbst bei hoher Stromproduktion durch Windkraftanlagen im Norden kann eine Versorgung im Süden auf Grund der Engpässe nicht gewährleistet werden. Steuerbare Kraftwerke im Süden werden daher für den Redispatch benötigt, um bei geringer Solarerzeugung oder Nachfragespitzen eine lokale Stromversorgung südlich der Engpässe sicherzustellen. Da der einheitliche Strommarkt keine lokalen Preisanreize setzt, besteht die Gefahr, dass (Gas-)Kraftwerke im Süden am Strommarkt verdrängt werden und daher nicht mehr für den Redispatch zur Verfügung stehen. Die Netzreserve (nach § 13e EnWG) soll daher Anlagen betriebsbereit halten, die als systemrelevant eingestuft werden, jedoch am Markt nicht rentabel und daher von einer Stilllegung bedroht sind.

Die Netzreserve ist strikt genommen kein Kapazitätsmechanismus. Sie wird nicht ausgeschrieben, sondern auf Basis von Verträgen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern gebildet. Voraussetzung ist eine positive Prüfung auf Systemrelevanz, die im Nachgang zur Anzeige der Stilllegung der Anlage erfolgt. Die Menge der vorgehaltenen Reserve wird in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur auf Basis der Systemanalyse der ÜNB festgelegt; derzeit umfasst die Netzreserve 6,6 GW, wobei von einem ansteigenden Bedarf ausgegangen wird. Wie bei der Kapazitätsreserve werden die Anlagen vom Markt genommen und zentral durch den jeweiligen ÜNB für den marktbasierten Redispatch eingesetzt und vergütet, so dass keine Beeinflussung der Marktpreise stattfindet.

3.1.2 Kapazitätsmärkte

Kapazitätsmärkte sind separate Märkte für Erzeugungskapazitäten, die den Energy-Only-Markt ergänzen, ohne unmittelbar in die Preissetzung (Merit-Order) einzugreifen. Es erfolgt eine zentrale Festlegung der benötigten Gesamtkapazitäten, einschließlich einer als notwendig erachteten Sicherheitsmarge. Die Kapazitäten werden entweder durch zentrale Ausschreibungen des ÜNB beschafft oder können dezentral über Märkte gehandelt werden. Letztere Variante von dezentralen Kapazitätsmärkten ist vor allem in den USA verbreitet und gilt auch für den in Frankreich umgesetzten Kapazitätsmarkt. Dabei werden von den Kapazitätsanbietern lastseitig zu erwerbende Kapazitätszertifikate (capacity credits) ausgegeben und diese entsprechend den Kapazitätserlösen vergütet. Im Unterschied zur strategischen Reserve umfassen Kapazitätsmärkte grundsätzlich alle am Strommarkt teilnehmende Anlagen, und diese verbleiben

auch weiterhin am Markt. Die Kapazitätserlöse sind Zusatzeinnahmen, die unabhängig von den Markterlösen aus dem Energy-Only-Markt erzielt werden. In den USA beinhalten Kapazitätsmärkte auch häufig ein locational pricing. Die Kapazitätspreise berücksichtigen demnach Netzrestriktionen im Übertragungsnetz, so dass in importbeschränkte Regionen c.p. ein höheren Kapazitätspreis resultiert und eine entsprechende Lenkungswirkung bei den Investitionen erreicht wird (vgl. z.B. PJM, 2020). Übertragen auf Deutschland würden sich auf Grund der Nord-Süd-Engpässe höhere Kapazitätspreise im Süden einstellen und Investitionen angereizt werden.

3.2 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf

Die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen auf die Netzinfrasturktur sind eher als gering einzuschätzen. Eine strategische Reserve, wie die in Deutschland umgesetzte Kapazitätsreserve, stellt lediglich eine Notfallreserve dar, die außerhalb der Märkte aktiviert wird und die aus dem Markt resultierenden Strompreise und Lastflüsse nicht beeinflusst. 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, das die Erzeugungsstruktur und damit den Infrastrukturbedarf beeinflussen würde, ist daher nicht zu erwarten. Gleiches gilt auch für den deutschen Spezialfall der Netzreserve, die strikt genommen keinen Kapazitätsmechanismus darstellt, aber in ähnlicher Weise funktioniert. Im Unterschied zur Kapazitätsreserve enthält die Netzreserve eine lokale Komponente: Anstelle einer systemweiten Ausschreibung wird die Netzreserve aus kontrahierten Anlagen gebildet, für die eine Stilllegung angezeigt wurde und die als systemrelevant eingestuft werden. Systemrelevanz meint faktisch Netzdienlichkeit und berücksichtigt explizit die regionale Netzstruktur. Mit der Netzreserve werden somit Anlagen in Betrieb gehalten, die dazu eingesetzt werden können, Netzengpässe im Rahmen des Redispatch zu beheben. Da die Anlagen nicht über die Strommärkte eingesetzt werden, beeinflusst die Reserve jedoch nicht die marktlich bestimmten Lastflüsse und verhindert damit nicht per se die Entstehung der Netzengpässe. Entsprechend dürfte die Auswirkung auf den Netzinvestitionsbedarf gering sein, solange der Redispatch nicht als dauerhafte und gleichwertige Alternative in den Netzausbauplänen berücksichtigt wird.

Ein Kapazitätsmarkt setzt dagegen gezielte Investitionsanreize für Kraftwerke. Werden die Netzrestriktionen durch eine lokale Komponente berücksichtigt, ändert sich auch die regionale Erzeugungsstruktur und es kommt ggf. zu einer Änderung der Merit Order

und der regionalen Lastflüsse. Eine solche regionale Lenkungswirkung kann durch locational pricing erreicht werden, wie es z.B. in den USA bei PJM der Fall ist. Die Differenzierung der Kapazitätspreise in Deutschland würde – vergleichbar zu nodalen Strompreisen – Netzengpässe einbeziehen und eine direkte Abwägung zwischen den Kosten des Stromnetzausbaus und den Kosten der zusätzlichen Erzeugungsinvestitionen (in Form der höheren Kapazitätspreise) ermöglichen. Infolgedessen wäre zu erwarten, dass sich zusätzliche Kraftwerkskapazitäten südlich der Netzengpässe ansiedeln. Anders als bei nodalen Preisen (vgl. Abschnitt 1.1.1) würde es jedoch bei einem einheitlichen Strompreis im Energy-Only-Markt bleiben. Die Auswirkung auf die Lastflüsse wäre folglich begrenzt, da besonders Gaskraftwerke in der Merit-Order sehr weit hinten stehen und daher gerade im Fall einer hohen EE-Einspeisung und entsprechend niedriger Strompreise nicht zum Einsatz kommen. Die Funktion der Gaskraftwerke bliebe in diesen Fällen die einer Kraftwerksreserve, die vornehmlich zu Redispatch-Zwecken eingesetzt würde und den Infrastrukturbedarf nicht grundsätzlich reduziert. Die Intensität des Infrastruktureffekts dürfte sich daher zwischen Kapazitäts- und Netzreserve einerseits und einem Kapazitätsmarkt andererseits nicht wesentlich unterscheiden.

Die Auswirkung auf den Gasinfrastrukturbedarf dürfte im Fall der Kapazitätsmechanismen tendenziell positiv, aber gering sein. Soweit eine lokale Komponente dazu führt, dass Gaskraftwerke (im Süden) in Betrieb gehalten bzw. zusätzliche Investitionen angereizt werden, kann dies zu einer Erhöhung der Transportnachfrage führen, zumindest aber einem Rückbau der Gasnetze entgegenwirken. Auf Grund des zu vermutenden weiteren Anstiegs beim Redispatch-Bedarf ist auch von einem positiven Effekt auf die Gasnachfrage im Süden auszugehen. Die Entwicklung des Gasinfrastrukturbedarfs dürfte spiegelbildlich zur Stromnetzentwicklung erfolgen: Je stärker und zügiger der Stromnetzausbau erfolgt, desto geringer wird der Redispatch-Bedarf und die dadurch induzierte Gasnachfrage im Süden ausfallen.

3.3 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand

Wie bei den vorherigen Analysen wurden die Modelle zur Weiterentwicklung der Kapazitätsmechanismen in der folgenden Tabelle auf die Umsetzbarkeit (wie in der Einführung definiert) bewertet.

Einschätzung Umsetzungsaufwand		Begründung		
		Politisch	Regulatorisch	Operativ
Kapazitäts- und Netz Reserve	Gering	Status Quo: Kapazitäts- und Netzreserve bereits umgesetzt	Im Status Quo moderater Aufwand, da auf wenige Anlagen begrenzt; mit ansteigendem Bedarf vor allem bei der Netzreserve höherer regulatorischer Aufwand zu erwarten.	Geringer Umsetzungsaufwand; beschränkt auf stillgelegte Anlagen; hohe finanzielle Sicherheit für ausgewählte Anlagen
Kapazitätsmärkte	Hoch	Hoher Umsetzungsaufwand, da in Deutschland bislang keine Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten bestehen; insbesondere regionale Differenzierung stellt eine Herausforderung für das Marktdesign dar (Marktmacht und strategisches Verhalten)	Hoher regulatorischer Anpassungsbedarf und Kontrollaufwand: Festlegung des regional differenzierten Kapazitätsbedarfs, Monitoring, Verfügbarkeitsprüfung von Kapazitäten	Kompliziertes Marktdesign und hohe Erlösunsicherheit; damit unsicherer Investitionsrahmen

4 Themenbereich „Lenkungswirkung von Steuern, Abgaben, Umlagen“

Die aktuelle Debatte zur Reformierung der staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP) bei den Energiepreisen fokussiert sich auf zwei Aspekte. Zum einen gilt es die externen Effekte des Energiekonsums zu internalisieren. Vor dem Hintergrund der zunehmend angestrebten Klimaneutralität stehen hier insbesondere die Internalisierung der Kosten

der CO₂-Emissionen über einen wirksamen CO₂-Preis im Fokus.⁴ Zum anderen können durch SIP unerwünschte Verzerrungen zwischen den Energieträgern entstehen. Diese beiden Aspekte stehen im Fokus des ersten Modells.

Die beiden anderen Modelle (Infrastrukturabgabe und Output-orientierte Regulierung) stellen ebenfalls eine staatliche Intervention dar, wenn auch nicht explizit auf die SIP bezogen. Da diese Modelle aber eine Anpassung im staatlich induzierten Regelrahmen im Strom- und Gassektor beinhalten, wurden sie mit den SIP zusammengefasst.

4.1 Einführung eines wirksamen sektorübergreifenden CO₂-Preises und der entsprechende Ausgleich der Strompreise

Das Modell folgt den Vorschlägen von acatech (2019). Als zentrales Lenkungsinstrument internalisiert der CO₂-Preis (EU Emissionshandel (ETS) und nationaler Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (BEHG)) die externen Effekte des Energiekonsums im Hinblick auf CO₂-Emissionen. Darüber hinaus werden über Infrastrukturabgaben die Kosten der Infrastrukturen (z.B. über Netzentgelte) gedeckt. Über diese beiden Kostenkategorien hinaus sollte ein möglichst verzerrungsfreier Wettbewerb zwischen den Energieträgern ermöglicht werden. Daher sieht das Modell vor, den Strompreis zu entlasten, der stärker als andere Energieträger durch SIP belastet ist. In dem Modell wird angenommen, dass die EEG-Umlage komplett über den Staatshaushalt getragen wird und die Stromsteuer auf den zulässigen Minimalsatz reduziert wird.

4.1.1 Bewertung der Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf

Der Wegfall der EEG-Umlage und die geringe Stromsteuer führen zu insgesamt sinkenden Strompreisen. Selbst wenn der CO₂-Preis sehr schnell steigen sollte überwiegt die Reduktion der SIP die höheren CO₂-Kosten. Der primäre Effekt ist daher eine Steigerung der Stromnachfrage und des gesamten Transportbedarfs im Stromnetz.

⁴ Daneben gibt es weitere externe Effekte wie etwa lokale Schadstoffemissionen im Verkehr, die ebenfalls internalisiert werden sollten. Zur Internalisierung dieser lokalen Externalitäten bieten sich lokale Mechanismen (vgl. Mautsysteme).

Die sekundären Effekte (Substitution und Elektrolyse) sind in ihrer Bestimmung komplexer und stark beeinflusst von der Frage, ob eine netzdienliche Einbindung der Flexibilität, etwa über Preissignale wie in den Themenbereichen 1 und 2 diskutiert, vorliegt oder nicht.

Zum einen erhöht der niedrigere Strompreis die Anreize für Verbraucher von der Gas- zur Stromversorgung zu wechseln. Daher ist hier zunächst von einer Reduzierung der Gasnachfrage und des Gastransportbedarfs auszugehen. Dem wirkt aber entgegen, dass sich durch den niedrigeren Strompreis die Wirtschaftlichkeit von P2X-Technologien erhöht. So erhöhen sowohl der sinkende Strompreis als auch der steigende CO₂-Preis (bei entsprechender Lenkungswirkung) die Anreize zur Investition in Elektrolyseure und andere P2X-Technologien. Insgesamt steigt die Stromnachfrage durch Sektorkopplungstechnologien (Wärme, Verkehr) und somit auch der Bedarf an Strominfrastruktur. Durch die zunehmende Verbreitung der Sektorkopplungstechnologien erhöht sich dann aber auch das Flexibilitätspotenzial im Stromnetz um mit Engpässen umzugehen. Maßgeblich für den Infrastrukturbedarf in den verschiedenen Sektoren ist dann die Frage, ob dieses steigende Flexibilitätspotenzial netzdienlich gehoben wird (z.B. über Preissignale wie in Themenbereich 1 (Gebotszonen) und 2 (Netzentgelte) oder direkten Eingriff). Kommt es nicht zu einer netzdienlichen Einbindung der Flexibilität, so erhöht sich der Strominfrastrukturbedarf noch zusätzlich durch den Elektrolyseeffekt. Kommt es hingegen zu einer netzdienlichen Einbindung der Flexibilität, wird zumindest ein Teil des Infrastrukturbedarfs in die anderen Sektoren (Gas, Wärme) verlagert.

Die Rückwirkungen auf die Gasinfrastruktur überlagern sich, so dass hier der Effekt nicht eindeutig zu bestimmen ist. Die Nachfrage nach Erdgas wird sich durch den wirksamen CO₂-Preis reduzieren, da sich die Nachfrage auf den Stromsektor verlagern wird (Substitution), so dass der Gas-Infrastrukturbedarf sinkt. Gleichzeitig führt der wirksame CO₂-Preis und der sinkende Strompreis aber auch dazu, dass Elektrolyseanlagen und andere P2X-Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können. Zumindest in einer Übergangsphase könnte der Wasserstoff im Erdgasnetz beigemischt werden, so dass der Bedarf der bestehenden Netze zumindest nicht abnehmen würde. Je umfangreicher jedoch Wasserstoff hergestellt wird, desto wahrscheinlicher wird eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur, so dass der Bedarf für Erdgasinfrastruktur sinken würde und sich ein neuer Bedarf für eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur ergibt.

Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass der Wegfall der EEG-Umlage zusammen mit der Reduzierung der Stromsteuer intensiv auf den Infrastrukturbedarf wirken wird. Offen ist dabei noch die Frage, welcher Effekt, primärer vs. sekundäre Effekte, hier überwiegt. Im Kern steht hier die Frage, wie stark die Sektorkopplung über Engpassbepreisungsmechanismen dazu genutzt wird, um den Infrastrukturaufbau im Gassektor mit dem Aufbau der Strominfrastruktur zu koordinieren. Je geringer die Lenkungswirkung der Engpassbepreisung, desto höher wird der Strominfrastrukturbedarf werden bzw. der Gasinfrastrukturbedarf fallen und vice versa.

4.2 Sektorübergreifende Finanzierung der Infrastrukturen: Einführung einer Infrastrukturabgabe

Statt - wie aktuell der Fall - die Kosten der Infrastrukturen über die jeweiligen Nutzer der einzelnen Infrastrukturen zu verteilen, könnte eine Infrastrukturabgabe eingeführt werden, die die Kosten der gesamten Infrastruktur (Strom, Gas und perspektivisch Wasserstoff) im Monopolbereich über die Nutzer der verschiedenen Infrastrukturen verteilt. Über solch einen Mechanismus mit Quersubventionierung könnte die Abweichung vom wohlfahrtsoptimierenden Infrastrukturausbau über die Infrastrukturgrenzen hinweg reduziert werden. Grundlage eines solchen Ansatzes kann die inverse Preiselastizität der Nachfrage sein. Dieses Prinzip wird aktuell etwa bei der Produktdifferenzierung in der Telekommunikation (Smartphone Tarife) oder im Stromsektor (Private Haushalte vs. Industrie) angewendet. Im Kern bedeutet dies, dass die Infrastrukturkosten über einen Grenzkostenaufschlag auf alle Infrastrukturnutzer verteilt werden. Der Aufschlag ergibt sich dabei durch die Preiselastizitäten der Nachfrage in den verschiedenen Sektoren und wird invers zur Preiselastizität auf die Grenzkosten aufgeschlagen: Je höher die Elastizität (d.h. je besser die Nutzer bei einer Preiserhöhung ausweichen können) desto geringer fällt der Aufschlag auf die Grenzkosten und damit die Infrastrukturabgabe aus und umgekehrt: Ist die Nachfrage wenig elastisch, fällt eine höhere Infrastrukturabgabe an. Voraussetzung für diesen Ansatz ist, dass umfassende Informationen zu den tatsächlichen Grenzkosten der verschiedenen Infrastrukturen und zu den Elastizitäten vorliegen.

4.2.1 Bewertung der Rückwirkungen auf den Infrastrukturbedarf

Wird die sektorübergreifende Infrastrukturabgabe wie oben beschrieben anhand der inversen Preiselastizität der Nachfrage angewandt, dann hängen die Auswirkungen auf

den Infrastrukturbedarf in den einzelnen Sektoren von den Unterschieden in den Preiselastizitäten der Nachfrage in den erfassten Sektoren ab. Dabei besteht die Herausforderung, dass die Preiselastizität der Nachfrage basierend auf historischen Werten nicht erfasst, dass sich die Elastizitäten teilweise stark (etwa durch die verschiedenen Anpassungen im Marktdesign wie oben und in den anderen Themenbereichen skizziert) ändern können. Insbesondere im Stromsektor (aber nicht nur da) führt die neue Geräteausrüstungen (Wärmepumpe, Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge) dazu, dass die Nachfrage zwar weiterhin unelastisch ist, die Elastizität aber mit einer weiteren Diffusion der neuen flexiblen Verbraucher zunimmt. Hier zeigt sich der Bezug zu den anderen Themenbereichen, da etwa Anreize zur Substitution von Gas durch strombasierte Geräte (Beispiel Heizung) auch zu einer stärkeren Flexibilisierung und damit tendenziell zu einer höheren Preiselastizität der Stromnachfrage führen können.

Basierend auf historischen Daten wird die Preiselastizität der Nachfrage im Stromsektor in Deutschland niedriger eingeschätzt als die Nachfrage nach Gas (vgl. Meier & Rehdanz, 2010 für Haushalte). Unter dieser Annahme wäre die Infrastrukturabgabe im Stromsektor wahrscheinlich höher als bei den Gasen, da zumindest die historische Preiselastizität der Nachfrage im Strombereich geringer ist. Es würden sich so Anreize zur Nachfragereduktion im Stromsektor bzw. für Sektorenkopplung ergeben, um auf günstigere Infrastrukturen auszuweichen. Der primäre Effekt wäre unter den getroffenen Annahmen daher eine Reduktion des Strominfrastrukturbedarfs durch Effizienzgewinne, sowie durch die Substitution von Stromnachfrage durch Gasnachfrage. Wie oben beschrieben kann sich dieser Effekt aber zunehmend umkehren, je umfassender der Gerätebestand im Stromsektor flexibilisiert wird, etwa durch den oben beschriebenen Wegfall einiger SIPs am Strompreis.

Wie sich der Substitutionseffekt auf den Bedarf an Gasinfrastruktur auswirkt, hängt maßgeblich von der Preiselastizität der Wasserstoffnachfrage ab. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Elastizität bei Wasserstoff höher ist als bei Erdgas, da die primäre Nachfrage hier aus dem Industriesektor kommt, der grundsätzlich sensibler auf Preise reagiert als die anderen Sektoren. Daher kann die Infrastrukturabgabe die Tendenz zu einer eigenständigen Infrastruktur für Wasserstoff verstärken, wenn die Preiselastizität der Stromnachfrage weiterhin niedriger ist als die der Gasnachfrage. Zwar wäre die Elastizität von Erdgas unter dieser Annahme grundsätzlich (etwas) höher als im Strombereich, jedoch niedriger als im Wasserstoffsektor, so dass die Infrastrukturabgabe hier höher wäre als bei einer reinen Wasserstoffinfrastruktur. Zum einen steigt so die Nachfrage nach Erdgas als Substitut für strombasierte Anwendungen

(insbesondere auch bei Beimischung von Wasserstoff), allerdings steigen auch die Anreize zu Wasserstoff zu wechseln, so dass eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur entstehen würde. Der Bezug auf die Auswirkungen der Infrastrukturabgabe auf die verschiedenen Infrastrukturen ist letztendlich eine empirische Frage, die maßgeblich von den tatsächlichen Preiselastizitäten der Nachfrage in den verschiedenen Sektoren beeinflusst wird, die wiederum potenziell sehr stark durch andere Änderungen im Market-design beeinflusst werden können.

4.3 Output-Orientierte Regulierung

Der Begriff des Whole System Approach (WSA) umfasst verschiedene Ebenen der Gesamtsystemoptimierung: von der Koordination zwischen den Stromnetzen, über die Koordination zwischen Stromnetz und Markt, bis hin zur sektorübergreifenden Koordination (Sektorenkopplung).

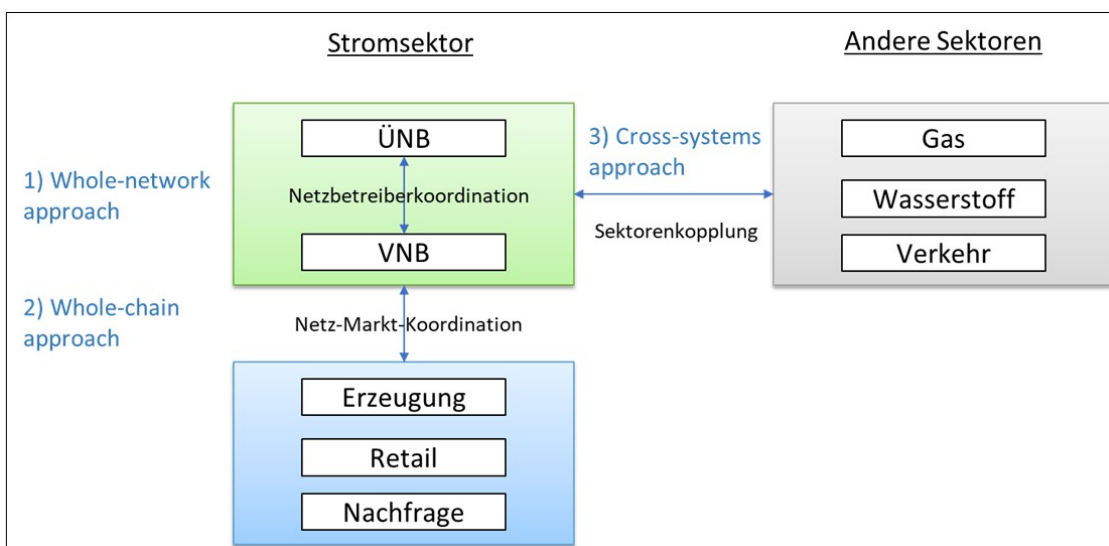


Abbildung: Drei Ebenen einer Gesamtsystemoptimierung (whole system approach).
Quelle: eigene Darstellung basierend auf CEER (2020).

Mit dem Ziel einer sektorübergreifenden Dekarbonisierung rückt die Gesamtsystemoptimierung vor allem beim Aufbau neuer Infrastrukturen in den Fokus. Die Schaffung einer übergreifend optimierten Infrastruktur für verschiedene Energiebereiche („Polygrid“) erfordert regulatorische Anreize, die über isolierte Netzoptimierungen der einzelnen Netze und Sektoren hinausgehen und externe Effekte angemessen internalisieren. Eine entsprechend konzipierte output-orientierte Regulierung (OOR) könnte solche sektorübergreifenden Anreize setzen.

OOR ist eine aktuelle Entwicklung in der Regulierungspraxis (vgl. Brunekreeft et al., 2020a). Ziel der OOR ist die gezielte Anreizung vorgegebener Leistungsziele (Outputs), die im Rahmen einer ansonsten vorwiegend auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung nicht im gesellschaftlich erwünschten Maße gefördert werden.

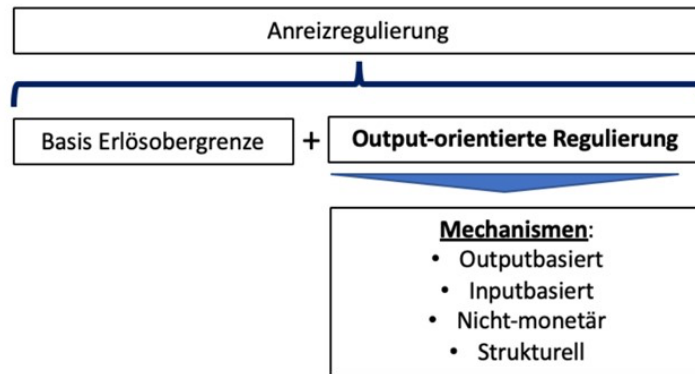


Abbildung: Output-orientierte Regulierung als gezielte Ergänzung zur Basiserlösobergrenze.

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 Infrastrukturen als Outputziel definieren und so das Bestreben der Netzbetreiber zu einer besseren Abstimmung zwischen den Infrastrukturen anreizen.

4.3.1 Bewertung der Effekte auf den Infrastrukturbedarf

Im Prinzip und in Theorie könnte eine solche Regulierung sektorübergreifend eine optimale Infrastrukturentwicklung erreichen; an dieser Stelle muss nicht bestimmt werden, wie eine optimale Gesamtinfrastruktur aussähe. Wenn die Ziele, die Anreizmechanismen und die Anreizparameter angemessen gesetzt werden und untereinander angestimmt sind, müsste das Endergebnis theoretisch wohlfahrtsoptimal sein. Das gilt für die primären, sowie für die sekundären Effekte. In der Praxis dürfte es allerdings eine sehr große Herausforderung sein dieses theoretische Potenzial zu erschließen. Folgende Probleme treten auf:

Die Herausforderung den Infrastrukturaufbau zentral zu koordinieren bleibt bestehen, allerdings verschiebt sich die Zuständigkeit für diesen Prozess, so dass die Behörden die zentrale Definition der Zielsetzung übernehmen müssen. Das zentrale Ziel der Regulierung ist die Gesamtsystemoptimierung, aber dieses übergeordnete Ziel müsste in

erreichbare, messbare und kontrollierbare Teilziele heruntergebrochen werden. Die Spezifizierung der Ziele ist im Grunde eine Art zentrale Planung.

Die Informationsprobleme (asymmetrische Information zwischen Regulierer und Netzbetreibern) sind nicht verschwunden. Die Anreizmechanismen müssten entworfen und umgesetzt werden. Anreizmechanismen sind der Versuch mit (asymmetrischen) Informationsproblemen umzugehen. Das Informationsproblem an sich verschwindet aber nicht und weitere Anreizverzerrungen wären zu erwarten, sodass das Endergebnis systematisch suboptimal sein wird.

Die Entwicklung einer output-orientierten Regulierung für eine sektorübergreifende Gesamtsystemoptimierung wäre neu und es liegen derzeit kaum Erfahrungen vor. Alle Umsetzungsdetails müssten noch ausgearbeitet werden. Insbesondere die Ausgestaltung geeigneter Anreizmechanismen und die Höhe der Anreizparameter sind kritisch.

Die Effektivität und Intensität eines solchen Modells ist abhängig von der Ausgestaltung der Anreizmechanismen.

Zusammenfassend wäre eine realistische Einschätzung, dass eine output-orientierte Regulierung die Gesamtsystemoptimierung eher nicht erreichen kann, sondern vielmehr mit gezielten Anreizen Schritte in Richtung einer Gesamtsystemorientierung macht. Es wäre aber schon viel erreicht, wenn die Regulierung netzübergreifende Effekte überhaupt berücksichtigen würde.

4.4 Einordnung der Modelle in Bezug auf ihren Umsetzungsaufwand

Im Folgenden wurden die diskutierten Modelle entsprechend dem Studiendesign im Hinblick auf den Umsetzungsaufwand (Definition siehe Einleitung) bewertet. Dabei handelt es sich auch hier wieder um eine stark eingrenzende Bewertung, die für eine Gesamtsicht um weitere Kriterien (Effektivität, Effizienz etc.) ergänzt werden müsste. Solch eine Gesamtsicht liegt aber außerhalb des Auftrags dieses Kurzgutachtens.

Einschätzung Umsetzungsaufwand		Begründung		
		Politisch	Regulatorisch	Operativ
CO2-Preis und Umlagen/ Steuerbefreiung Strom	Niedrig	Eher gering, teilweise schon umgesetzt (z.B. BEHG) bzw. in der aktuellen Debatte (siehe EEG 2021)	Gering, da teilweise schon umgesetzt	Eher gering, Prozesse zur EEG-Abrechnung müssen umgestellt werden, es fallen einige Aufgaben weg
Infrastrukturabgabe	Hoch	Politische Unterstützung von Quersubventionierung voraussichtlich gering	Dieser Ansatz wird bisher hauptsächlich innerhalb der Sektoren angewandt und es bestehen kaum Erfahrungen zur sektorübergreifenden Umsetzung	Unklar wie die Berechnungsbasis festgelegt würde (wo sind die Systemgrenzen) und wie häufig diese angepasst werden müssen. Das System wird komplexer und erfordert eine Umstellung der bestehenden Prozesse.
Output-orientierte Regulierung (OOR)	Mittel	Eher gering, allerdings wären sektorübergreifende Anreize in der Regulierung der Netzbetreiber neu und es kann nicht auf Erfahrungswerten aufsetzen	Relativ hoch, da kaum Erfahrungen vorliegen und die bestehende Regulierung angepasst werden muss.	Hoher Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern, da die Prozesse und Optimierungsbedingungen sich verändern

5 Die Kernfragestellungen im Themenbereich „Marktliche Einbindung von Wasserstoff“

Die folgenden Ausführungen basieren auf der zentralen Annahme, dass sich Wasserstoff in erheblichem Umfang in Deutschland etabliert. Dies setzt eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur voraus, wie diese in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vorgesehen ist (Bundesregierung 2020, S. 7 & 23). Offen ist dabei, in welchem Umfang diese eigenständige Infrastruktur den Infrastrukturbedarf in den anderen Sektoren beeinflusst. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass eine eigenständige Wasserstoffinfrastruktur den Bedarf an Erdgas-Infrastruktur reduziert. In welchem Umfang dies der Fall ist und wie stark die Rückwirkungen auf die Strominfrastruktur sein werden, hängt aber von zentralen Richtungsentscheidungen ab, die aktuell noch nicht getroffen wurden. Daher werden im Folgenden die Kernfragestellungen

bzw. Richtungsentscheidungen im Regelrahmen der Wasserstoffinfrastruktur skizziert, die Einfluss darauf haben, wie sich die Infrastruktur im Wasserstoffbereich entwickelt und die anderen Infrastrukturen beeinflusst werden.

5.1 Zentrale Planung vs. marktbasierende Koordination beim Aufbau der H₂-Infrastruktur

Kernfragestellung ist hier zunächst, wie der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgt. Zum einen wäre es möglich, dass der in der dena Netzstudie III untersuchte Systementwicklungsplan explizit die eigenständige Wasserstoffinfrastruktur mitefasst. Unter dieser Annahme würde in Abstimmung mit der Strom- und Gasinfrastruktur der Bedarf für die Wasserstoffinfrastruktur zentral festgelegt und die Engpässe im Stromnetz sowie die freien Kapazitäten im Gasnetz mit bedacht werden. In diesem Fall wäre der primäre Effekt, dass der Infrastrukturbedarf im Stromsektor sinken würde. Durch den Substitutionseffekt kommt es dann zu einem steigenden Bedarf an Gasinfrastruktur. Hier gilt es zu beachten, dass durch diese Art der Festlegung indirekt auch die Kapazität der (nicht-leitungsgebundenen) Infrastruktur aus weiteren Sektoren zum Transport von Wasserstoff mitgeplant wird, da die Gesamtmenge des leitungsgebundenen Transports impliziert, dass nur die über diesen Bedarf hinausgehende Energienachfrage durch nicht-leitungsbedingene Infrastrukturen adressiert wird.

Die Frage welche Institution oder welcher Akteur die *zentrale Planung* durchführt hat nur dann eine Auswirkung auf den Infrastrukturbedarf, wenn es zu Anreizverzerrungen zwischen volkswirtschaftlicher Optimierung und den Eigeninteressen der planenden Institution kommen kann. Dies wäre etwa dann der Fall, wenn ein Akteur für die zentrale Planung zuständig wäre der aber nur mit dem Aufbau einer spezifischen Infrastruktur Geld verdienen kann. Solange aber entweder ein Ministerium oder ein Stakeholder-Gremium, das alle betroffenen Infrastrukturen und Sektoren erfasst (vgl. zu einer analogen Debatte (Buchmann, 2020)), für die zentrale Planung zuständig ist, sollte es keine Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf durch die Rolle dieser Akteure bei der Planung geben.

Alternativ kann der Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur *dezentral marktgetrieben* erfolgen. Treiber der Infrastrukturauslegung wäre dann die Marktnachfrage nach Wasserstoff. Zur Koordination der Nachfrage mit dem Infrastrukturausbau könnten etwa analog zum Gasbereich in den USA und Kanada das Instrument der „open seasons“ genutzt werden. Auch im europäischen Kontext wurden Open Seasons bereits

eingesetzt, allerdings mit Fokus auf transnationale Projekte (ERGE, 2007). Um die Marktnachfrage nach Transportkapazität einer geplanten Leitung zu erfassen, erhalten die Marktteilnehmer auf der Nachfrageseite im Rahmen einer Ausschreibung die Möglichkeit Transportvolumina dieser Leitung vorab zu buchen. Werden während der Ausschreibung ausreichende Transportkapazitäten in Form von Langfristverträgen kontrahiert, wird bei der zuständigen Behörde (zumeist der Regulierer) ein Genehmigungsantrag gestellt. In Rahmen des Antrags wird neben den gebuchten Kapazitäten geprüft, ob die Ausschreibung diskriminierungsfrei und transparent erfolgte, die Finanzierung des Projekts durch den Investor sichergestellt werden kann und ob die Umwelt- und Sicherheitsstandards eingehalten werden.

Um einen koordinierten Ausbau der verschiedenen Infrastrukturen bei dezentral marktgetriebenem Ansatz zu ermöglichen, bestehen zwei Optionen. Einerseits kann im Rahmen der Prüfung die Kompatibilität des geplanten Projekts mit der bestehenden Strom- und Gasinfrastruktur als Kriterium eingefügt werden. Im Endeffekt würde diese Option den marktgetriebenen Ansatz in die zentrale Systemplanung von oben integrieren. Alternativ können regionale Preissignale im Stromsektor eingeführt werden, wie sie in den Themenbereichen 1 und 2 diskutiert wurden. Diese Instrumente würden dann die Koordination des Infrastrukturaufbaus zwischen der Wasserstoff- und den anderen Infrastrukturen anhand der Preissignale sicherstellen. Wie bereits oben diskutiert, führen regionale Preissignale bei Netzengpässen zu niedrigen Strompreisen in exportbeschränkten Engpassregionen, so dass eine günstige Herstellung des Wasserstoffs erlaubt und der Strominfrastrukturbedarf sinken würde.⁵ Mithilfe der Wasserstoffinfrastruktur kann der günstige Wasserstoff aus der Engpassregion in Regionen mit hohem Bedarf an Wasserstoff transportiert werden, was wiederum das Stromnetz entlang der gegebenen Stromtrasse entlastet, bzw. dessen Ausbaubedarf reduziert.

5.2 Investition und Betrieb der Wasserstoffinfrastruktur

Die Frage wer den Aufbau der Infrastruktur betreibt, kann erhebliche Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf haben. Dabei gilt es vier grundsätzliche Modelle zu unterscheiden, zwei regulierte und zwei marktgetriebene Ansätze. Bei den regulierten Modellen gilt, dass die Rückwirkung auf den Infrastrukturbedarf weniger davon abhängt, welche

⁵ Dabei ist jedoch zu beachten, dass Preissignale unter Umständen auch zu ineffizienten Investitionsentscheidungen führen können, wodurch das Optimum auch bei diesem marktbasieren Ansatz verfehlt würde.

Institution die Wasserstoffinfrastruktur ausbaut und betreibt, sondern wie diese reguliert sind. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Effekte, die oben in Themenbereich 4 diskutiert wurden, relevanter für die Infrastrukturentwicklungen sind als die Rollenverteilung an sich. Bei den marktgetriebenen Ansätzen ist hingegen zunächst ausschlaggebend, ob ein zentraler planerischer oder marktbasierter Koordinationsmechanismus besteht (wie in den Themenblöcken 1 und 2 diskutiert). Bei marktbasierter Koordinationsmechanismus stellt sich dann die Frage, welche Anreize sich aus diesem für die verschiedenen Infrastrukturen ergeben. Im Folgenden skizzieren wir vor diesem Hintergrund die vier möglichen Betreibermodelle der Wasserstoffinfrastruktur.

Zum einen könnte die Wasserstoffinfrastruktur als reguliertes Monopol durch einen einzelnen unabhängigen Wasserstoffnetzbetreiber aufgebaut werden. Dann hängen die Rückwirkungen der Wasserstoffinfrastruktur auf den weiteren Aufbau der bestehenden Infrastrukturen davon ab, wie der Infrastrukturaufbau koordiniert wird (siehe 5.1) und welche Anreize die Regulierung sowohl im Strom als auch im Wasserstoffbereich setzt. Je weniger die Gesamtsystemoptimierung dann Teil der Regulierung der einzelnen Infrastrukturbetreiber ist (siehe die Diskussionen zum Whole System Approach im vorherigen Themenbereich), desto stärker wird der gesamte Infrastrukturbedarf vom Optimum abweichen.

Zweitens wäre auch denkbar, dass die Strom- oder Gasnetzbetreiber den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in deren Netzgebiet verantworten. Unabhängig von der genauen Ausgestaltung des Modells gilt hier, dass es zu Rückwirkungen auf den Wasserstoffinfrastrukturbedarf kommen kann, je nachdem welche Anreize die Regulierung dem Betreiber der beiden Infrastrukturen gibt. Anders als im ersten Fall wäre aber kein zentraler Planungsprozess notwendig, da dies durch interne Abstimmung geschehen würde. Würde die Regulierung jedoch analog zur aktuellen Regulierung der integrierten Strom- und Gasnetzbetreiber auf Verteilnetzebene aufgebaut, so wäre keine gemeinsame Optimierung der Infrastrukturen zu erwarten, da dies nicht durch die Regulierung angereizt wäre.

Drittens wäre es möglich, dass der Aufbau der Infrastruktur marktgetrieben erfolgt. Zum einen könnte ein marktbasierter Ansatz mit einem zentralen Planungsprozess (siehe 5.1) kombiniert werden, in dem der zentral geplante Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur (regional) ausgeschrieben wird (*competition for the market*). Potenzielle Investoren in die Wasserstoffinfrastruktur haben bei diesem Modell zwar ein Monopol in einer bestimmten Region oder auf einer bestimmten Trasse, müssen sich aber mit einem Gebot

im Wettbewerb um dieses Monopol ggü. weiteren Investoren durchsetzen. Die effiziente Koordination des Infrastrukturaufbaus wird bei diesem Modell durch den zentralen Planungsprozess gewährleistet; die Kosteneffizienz der einzelnen Infrastrukturprojekte durch den Wettbewerb zwischen den Investoren gesichert.

Alternativ kann ein marktbasierter Ansatz auch ohne zentralen Planungsprozess erfolgen. Geht man von einem dezentralen marktgetriebenen Wachstum der Wasserstoffinfrastruktur aus, dann würden verschiedenen Betreiber im Wettbewerb zu einander stehen (*competition in the market*). Die genauen Auswirkungen auf den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur hängen dann von den Marktregeln ab, die die Wasserstoffnachfrage beeinflussen (siehe u.a. Themenbereich 1), oder ob ein Abgleich mit zentralen Planungsprozessen besteht (siehe oben).

5.3 Finanzierung des Wasserstoffnetzes

Die Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur hat eine Rückwirkung auf den Infrastrukturbedarf in den anderen Sektoren, wenn es zu einer Quersubventionierung der Infrastrukturkosten kommt. Dies kann im regulierten Fall zum einen über eine sektorübergreifende Infrastrukturabgabe (siehe 4.2) geschehen. Je nach Ausgestaltung der Verteilung der Infrastrukturkosten zwischen Wasserstoff und den anderen Sektoren kommt es hier zu unterschiedlichen Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf für Wasserstoff. Zum anderen wäre eine Quersubventionierung ebenfalls über staatliche Zuschüsse aus staatlichen Mitteln (etwa den Einnahmen aus dem BEHG) möglich.

Die Wasserstoffinfrastruktur könnte analog zu den anderen Infrastrukturen über regulierte Netzentgelte (im Falle eines monopolbasierten Aufbaus und Betriebs des Wasserstoffnetzes) finanziert werden. Die Auswirkungen auf den Infrastrukturausbau hängen dann davon ab, welche Netzentgeltsystematik hier angewandt wird (siehe Thema 2).

Alternativ wäre es denkbar, dass bei einem dezentralen marktgetriebenen Wachstum die Kosten der Infrastruktur über Handelsgewinne refinanziert werden. Dies entspricht etwa den aktuellen Finanzierungsmechanismen der bestehenden Wasserstoffinfrastruktur. Analog zum Vorgehen im Gassektor wäre es auch möglich die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur anteilig über langfristige Lieferverträge abzudecken.

6 Zusammenfassung der Kernaussagen

Im Fokus dieser Kurzstudie steht die qualitative Analyse der Auswirkungen verschiedener Anpassungen des Marktdesigns auf den Infrastrukturbedarf im Strom- und Gassektor. Anhand von fünf Themenbereichen, die durch das Expertengremium der dena Netzstudie III vorgegeben wurden, wurden verschiedene Modelle beschrieben, die aktuell zur Anpassung des bestehenden Marktdesigns diskutiert werden. Für diese Modelle wurden dann die möglichen Rückwirkungen auf die Infrastrukturbedarfe im Strom- und Gassektor qualitativ abgeschätzt. Diese erste Abschätzung fokussiert sich auf drei Effekte, die die Modelle auf den Infrastrukturbedarf haben können. Der Einstieg in die Analyse erfolgt anhand des *primären* Effekts der unterschiedlichen Modelle auf den Strominfrastrukturbedarf. Grundlage des primären Effekts sind zumeist differenziertere Bepreisungsmechanismen in unterschiedlicher Ausprägung. Als *sekundäre* Effekte werden dann noch die Anreize der Modelle für Sektorkopplungstechnologien, insbesondere für Investitionen in Elektrolyseure als eine zukünftig relevante Technologie zur Kopplung des Strom- und Gasnetzes, analysiert (*Elektrolyse-Effekt*). Drittens werden die Anreize zur Substitution der Nachfrage der betrachteten Energieträger abgeschätzt (*Substitutionseffekt*). Hierbei handelt es sich um eine erste grundlegende Einschätzung, die nicht als abschließend zu verstehen ist, sondern als Grundlage für weitere Untersuchungen in diesem Bereich dient. Im Folgenden fassen wir die Kernaussagen der qualitativen Abschätzung in den fünf Themenbereichen kurz zusammen.

Der erste Themenbereich fokussiert sich auf Anpassungen in der Gebotszonenkonfiguration. Hier wurden drei Modelle untersucht: Nodale Bepreisung, zonale Bepreisung und lokale Flexibilitätsmärkte. Alle drei Modelle haben gemein, dass sie durch Einführung von regionalen Strompreisunterschieden das Stromnetz entlang der bestehenden Netzengpässe entlasten. Gleichwohl verändert sich bei Einführung der drei Modelle aus System Sicht auch die regionale Verteilung von Gas- und Wasserstoffnachfrage. So kann bei einer Einführung der Modelle von einer Erhöhung des Transportbedarfs von Gas und Wasserstoff zu den und innerhalb der importbeschränkten Stromregionen ausgegangen werden. Gleichzeitig impliziert dies jedoch nicht notwendigerweise eine geringere Auslastung der Gas- und Wasserstoffnetze innerhalb bzw. aus den exportbeschränkten Stromregionen. So kann es in den exportbeschränkten Regionen auch zu einem steigenden Bedarf an Gas- und Wasserstoffinfrastruktur kommen, wenn dort ein hoher Anteil an Elektrolyseuren aufgebaut wird, um den Stromengpass zu umgehen.

Wie im zweiten Themenbereich dargestellt umfassen auch die Netzentgelte bzw. Anschlussgebühren direkt oder indirekt eine lokale Komponente und können somit einen Effekt auf den Infrastrukturbedarf entfalten. Wir haben drei Modelle in die Analyse des zweiten Themenbereichs aufgenommen: Long run incremental costs pricing, deep charging und smart connection agreements. Alle drei Modelle zielen explizit darauf ab, Netzknappheiten im Stromnetz zu adressieren bzw. Netzerweiterungsinvestitionen zu optimieren. Daher ist der direkte primäre Effekt aller drei Modelle analog zu den Modellen in Themenfeld 1 eine Verringerung des Strominfrastrukturbedarfs. Die sekundären Effekte sind weniger eindeutig. Alle drei Modelle fördern und lenken Investitionen in Sektorkopplungstechnologien und damit auch von Elektrolyseuren an die richtigen Stellen im Stromnetz, so dass es hier zu einer Entlastung der Stromnetze und einem steigenden Gasnetzbedarf kommen kann. Allerdings überlagern sich die Substitutionseffekte zwischen den Strom- und Gasnetzen, so dass diese nicht eindeutig zu bestimmen sind. Je nach Ausgestaltung der lokalen Differenzierung der Netzentgeltmodelle kann der Gesamteffekt auf die Endenergiepreise in Summe sehr gering sein, sodass die angereizten Substitutionseffekte auch eher gering ausgeprägt wären.

Im dritten Themenbereich wurden die Rückwirkungen von Kapazitätsmechanismen auf den Infrastrukturbedarf analysiert. Neben den aktuellen Anwendungen der strategischen Reserven gibt es hier lediglich ein weiteres Modell, die Einführung von Kapazitätsmärkten, das Teil der aktuellen Debatte ist. Daher fokussiert sich die Analyse auf diese beiden Mechanismen. Grundsätzlich gilt, dass Kapazitätsmechanismen zu einer Auflösung von Engpässen im Stromnetz beitragen können, wenn die Netzstruktur durch eine lokale Komponente explizit berücksichtigt wird. Dies ist bei der Netzreserve in Deutschland der Fall, wenngleich diese nicht als klassischer Kapazitätsmechanismus definiert ist. Da sie lediglich zu Redispatch-Zwecken eingesetzt wird und keine Investitionsanreize setzt, ist die Auswirkung auf den Strominfrastrukturbedarf jedoch begrenzt. Umfassende Kapazitätsmärkte mit lokaler Bepreisung können eine stärkere Steuerungswirkung haben, wenn eine lokale Komponente die Netzrestriktion im Stromnetz mit betrachtet. Dann würde eine ähnliche Lenkungswirkung eintreten wie bei den Modellen im Themenbereich 1. Darüber hinaus können Kapazitätsmärkte die Investitionsanreize in Gaskraftwerke im importbeschränkten Süden stärker anreizen. Damit wäre auch ein etwas stärkerer Infrastrukturbedarf für Gasnetze, sowohl Erdgas als auch Wasserstoff, zu erwarten.

Im vierten Themenbereich wurden die aktuellen Modelle zusammengefasst, die eine Anpassung im staatlich induzierten Regelrahmen im Strom und Gassektor beinhaltet.

Dies betrifft die Anpassung der staatlich induzierten Preisbestandteile (SIP), die Einführung einer sektorübergreifenden Infrastrukturabgabe und die Anpassung der Anreizregulierung der Infrastrukturbetreiber. Eine Anpassung der SIP mit dem Ziel die Verzerrungen zwischen den Energieträgerkosten zu reduzieren, führt zu einer Reduktion des Strompreises und erhöht damit sowohl die Stromnachfrage als auch die Anreize für Sektorkopplung. Unter der Bedingung, dass die Investitionen in Sektorkopplungstechnologien netzdienlich eingesetzt werden (Themen 1 und 2) kann es zu einer Entlastung des Stromnetzes und einem steigenden (oder zumindest nicht fallenden) Bedarf im Gasnetz kommen. Während die Effekte einer infrastrukturübergreifenden Finanzierung sich gegenseitig überlagern ist davon auszugehen, dass (bei korrekter Definition der Outputs) die output-orientierte Regulierung den gesamten Infrastrukturbedarf optimiert.

Für den Bereich der Wasserstoffinfrastruktur lag der Fokus der Studie im fünften Themenbereich auf der Diskussion relevanter Fragestellungen, die aus wirtschaftspolitischer Sicht im Fokus stehen und eine Auswirkung auf den Ausbau einer eigenständigen Wasserstoffinfrastruktur haben können. Im Vordergrund standen hier die Fragen nach dem Planungsprozess der Infrastruktur und welche Infrastrukturen in diesem Prozess betrachtet werden, wer die Infrastruktur plant und wie der Wasserstoff-Infrastrukturausbau finanziert wird. Dabei zeigt sich grundsätzlich, dass die Auswirkungen auf den Infrastrukturbedarf weniger von der eigentlichen Rollenverteilung abhängen. Vielmehr scheint ausschlaggebend zu sein, welche Anreize die Regulierung den regulierten Betreibern der Infrastrukturen zur Gesamtsystemoptimierung setzen (siehe dazu OOR in Themenbereich 4) bzw. ob bei einem marktgetriebenen Ansatz die Koordination der Infrastrukturen über entsprechende Preissignale (Themenbereich 1 und 2) erfolgt.

Im Rahmen der Analyse zeigte sich auch, dass die Intensität, mit der die verschiedenen Modelle auf den Infrastrukturbedarf im Strom- und Gassektor wirken, sowohl zwischen den Themenbereichen als auch zwischen den Modellen in den Themenbereichen variiert. So wirken die Modelle zur Anpassung der Gebotszonenkonfiguration zwar in die gleiche Richtung auf den Infrastrukturbedarf, die Anreizwirkung auf die Investitionen hängt jedoch davon ab, wie langfristige Engpassregionen Bestand haben: Je langfristiger die Gebotszonen definiert sind (wie im zonalen Modell), desto geringer ist das Investitionsrisiko. Auch bei der Analyse der Netzentgeltmodelle zeigt sich, dass diese durchaus eine sehr unterschiedlich intensive Anreizwirkung auf den Infrastrukturbedarf

haben können: Die intensivste Lenkungswirkung wäre voraussichtlich bei der Einführung von deep charging zu erwarten, da dieses Instrument genauer als LRIC ist und verbindlicher als die diskutierten smart connection agreements. Im Vergleich zu den vorherigen Themenbereichen zeigt die Analyse in Themenbereich 3, dass die Stärke der Anreizwirkung auf den Infrastrukturbedarf, die sich aus den Kapazitätsmechanismen ergeben, im Vergleich voraussichtlich gering sein werden. Die Analyse möglicher Anpassung des staatlich induzierten Regelrahmens zeigt, dass sowohl ein Wegfall der EEG-Umlage als auch die Einführung der Output-Orientierten-Regulierung (OOR) einen sehr direkten Effekt auf die Investitionen in die verschiedenen Infrastrukturen haben können, wohingegen der Effekt der Infrastrukturabgabe von den tatsächlichen Preiselastizitäten der Nachfrage in den Sektoren abhängt, die empirisch analysiert werden muss, um die Intensität dieses Instruments genauer abschätzen zu können.

Abschließend wurde noch der Umsetzungsaufwand der verschiedenen Modelle in Bezug auf drei Dimensionen abgeschätzt: Der politische, regulatorische und firmeninterne operative Umsetzungsaufwand. Dabei handelt es sich nur um einen engen Ausschnitt an relevanten Kriterien zur Bewertung der Modelle. Eine umfassendere Multi-Kriterien-Bewertung anhand relevanter Kriterien (Effektivität, Effizienz, Verteilungseffekte etc.) lag hingegen nicht im Fokus dieses Kurzgutachtens. Die Bewertungen des Umsetzungsaufwands sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Hier zeigt sich, dass gerade bei den Modellen, die explizit auf den differenzierten Umgang mit Netzen zielen, also bei der Gebotszonenkonfiguration und der Netzentgeltsystematik, entweder die politische Unterstützung fehlt oder aber der regulatorische und firmeninterne operative Umsetzungsaufwand potenziell hoch ist.

Einschätzung Umsetzungsaufwand		Begründung		
		Politisch	Regulatorisch	Operativ
Themenbereich 1: Gebotszonenkonfiguration				
Nodale Bepreisung	Hoch	Nur sehr geringe politische Unterstützung	Umfassende Umgestaltung des bestehenden Systems und des Regelrahmens notwendig	Komplexität für Unternehmen nimmt signifikant zu, die durch neue Firmenstrategien und Finanzinstrumente adressiert werden muss

Zonale Bepreisung	Mittel	Nur geringe politische Unterstützung; Einführung ggf. notwendig wegen der EU-Strommarktverordnung 2019/943	Moderater Umgestaltungsbedarf; das bestehende System kann weiterhin innerhalb der Preiszonen genutzt werden, aber gegenseitige Abstimmung der innerdeutschen Preiszonen muss in den Regelrahmen integriert werden	Zwar erhöht die zonale Bepreisung den Unternehmensaufwand, es gibt aber bereits europäische Erfahrungen mit zonaler Bepreisung, auf denen die Unternehmen aufbauen können
Flexibilitätsmärkte	Mittel	Nur geringe politische Unterstützung; wird in der Politik diskutiert, aber aufgrund der Gaming-Debatte ist das angedachte Modell erwartungsgemäß nicht umsetzbar (zumindest für die Erzeuger), weitere Modelle werden im Auftrag des BMWi derzeit untersucht	Geringer Umgestaltungsbedarf; das bestehende System und dessen Regelrahmen bleibt nahezu unverändert, allerdings müssen eigenständige regionale Märkte in das System sowie in den Regelrahmen zusätzlich eingeführt werden.	Unternehmen müssen neue Prozesse aufbauen, etwa Nachweise von erbrachter Flexibilität, neue Schnittstellen zu Handelsplattformen etc., es gibt aber bereits deutsche Erfahrungen aus SINTEG, auf denen die Unternehmen aufbauen können

Themenbereich 2: Netzentgeltstrukturen Strom, räumliche Signale Strommarkt

LRIC (long run incremental cost pricing)	Hoch	Das Konzept wird bisher noch nicht diskutiert; allerdings ist eine Beteiligung der Erzeugerseite politisch problematisch.	Relativ hoch, da umfassende juristische Anpassungen notwendig sind.	Umsetzungsaufwand für die Netzbetreiber hoch, da vorrausschauende Netzkostenberechnungen für verschiedene Entwicklungen notwendig werden.
Deep charging	Hoch	Das Konzept wird bisher noch nicht diskutiert. Eine Beteiligung der Erzeugerseite ist politisch problematisch. Allerdings ist der Baukostenzuschuss für Erzeuger ein Schritt in diese Richtung.	Bisher nur als Ausnahmeregelung im Falle des Baukostenzuschusses. Eine breitere Anwendung bedingt Anpassung diverser Regelungen, aber der Aufwand wäre geringer als bei LRIC.	Umsetzung ist aufwendig, sowohl für die Netzbetreiber, als auch die Marktteilnehmer.
Smart Connection Agreements	Mittel	Zunehmende politische Unterstützung für Beantragung für netzdienliches Handeln.	Grundsätzlich überschaubarer Anpassungsbedarf der bestehenden Regelungen.	Netzbetreiber müssen Systematik erarbeiten und Komplexität der Netzentgeltstruktur nimmt für die Netzbetreiber zu.

Themenbereich 3: Erweiterung des Energy-Only-Marktes um (lokale) Kapazitätsmechanismen

Kapazitäts- und Netz-Reserve	Gering	Status Quo: Kapazitäts- und Netzreserve bereits umgesetzt	Im Status Quo moderater Aufwand, da auf wenige Anlagen begrenzt; mit ansteigendem Bedarf vor allem bei der Netzreserve höherer regulatorischer Aufwand zu erwarten.	Geringer Umsetzungsaufwand; beschränkt auf stillgelegte Anlagen; hohe finanzielle Sicherheit für ausgewählte Anlagen
Kapazitätsmärkte	Hoch	Hoher Umsetzungsaufwand, da in Deutschland bislang keine Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten bestehen; insbesondere regionale Differenzierung stellt eine Herausforderung für das Marktdesign dar (Marktmacht und strategisches Verhalten)	Hoher regulatorischer Anpassungsbedarf und Kontrollaufwand: Festlegung des regional differenzierten Kapazitätsbedarfs, Monitoring, Verfügbarkeitsprüfung von Kapazitäten	Kompliziertes Marktdesign und hohe Erlösunsicherheit; damit unsicherer Investitionsrahmen

Themenbereich 4: „Lenkungswirkung von Steuern, Abgaben, Umlagen“

CO2-Preis und Umlagen/Steuerbefreiung Strom	Niedrig	Eher gering, teilweise schon umgesetzt (z.B. BEHG) bzw. in der aktuellen Debatte (siehe EEG 2021)	Gering, da teilweise schon umgesetzt	Eher gering, Prozesse zur EEG-Abrechnung müssen umgestellt werden, es fallen einige Aufgaben weg
Infrastrukturabgabe	Hoch	Politische Unterstützung von Quersubventionierung voraussichtlich gering	Dieser Ansatz wird bisher hauptsächlich innerhalb der Sektoren angewandt und es bestehen kaum Erfahrungen zur sektorübergreifenden Umsetzung	Unklar wie die Berechnungsbasis festgelegt würde (wo sind die Systemgrenzen) und wie häufig diese angepasst werden müssen. Das System wird komplexer und erfordert eine Umstellung der bestehenden Prozesse.
Output-orientierte Regulierung (OOR)	Mittel	Eher gering, allerdings wären sektorübergreifende Anreize in der Regulierung der Netzbetreiber neu und es kann nicht auf Erfahrungswerten aufsetzen	Relativ hoch, da kaum Erfahrungen vorliegen und die bestehende Regulierung angepasst werden muss.	Hoher Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern, da die Prozesse und Optimierungsbedingungen sich verändern

Abschließend können folgende Kernaussagen basierend auf der Analyse in der Kurzstudie festgehalten werden:

- Unter allen betrachteten Modellen zur Anpassung des Marktdesigns sticht die Anpassung der Gebotszone als ein wesentliches Instrument heraus, das den Infrastrukturbedarf im Strom- und Gassektor signifikant beeinflussen und potenziell koordinieren kann.
- Bei den Modellen zur Anpassung der Netzentgeltsystematik zeigt sich, dass die Effekte auf den Infrastrukturbedarf in den betrachteten Modellen insbesondere dann relevant sind, wenn die Erzeugerseite an den Kosten der Infrastruktur beteiligt wird.
- „Smart Connection Agreements“ bieten erhebliches Potenzial. Dieses Instrument räumt den Netzbetreibern viel kontext-abhängige Flexibilität ein, gleichzeitig ist die Teilnahme der Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher) freiwillig und damit potenziell auch akzeptierter als verbindliche Lösungen.
- Einige Modelle, wie etwa die Output-Orientierte-Regulierung, bieten darüber hinaus das Potenzial den Infrastrukturbedarf über die verschiedenen Infrastrukturen hinweg zu optimieren. Diese Gesamtoptimierung rückt durch die Sektorkopplung zunehmend in den Fokus, so dass dieser Aspekt in der zukünftigen Debatte an Relevanz gewinnen wird.
- In Bezug auf die Wasserstoffinfrastruktur und deren Einflüsse auf den Infrastrukturbedarf in den anderen Sektoren ist insbesondere relevant, wie die Planung der verschiedenen Infrastrukturen aufeinander abgestimmt wird (zentral, über regulierte Netzbetreiber oder marktgetrieben). Insbesondere hybride Ansätze, die zentrale Planungsprozesse mit marktbasierenden Mechanismen kombinieren, könnten einen potenziellen Mittelweg darstellen.
- Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur, aber auch die Sektorkopplung an sich, wirft die Frage nach einer potenziellen Quersubventionierung der Infrastruktursysteme auf. Eine sektorübergreifende Infrastrukturabgabe könnte hier einen möglichen Ansatz bieten, die Kosten des Energietransports über die verschiedenen Sektoren effizient zu verteilen.

Referenzen

- acatech/Leopoldina/Akademienunion (2020). CO2 bepreisen, Energieträgerpreise reformieren. Wege zu einem sektorenübergreifenden Marktdesign. Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung, 2020.
- BMWi (2015). Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, Juli 2015.
- BMWi (2020). Aktionsplan Gebotszone. Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Bundesrepublik Deutschland.
- Brandstätt, Chr., Brunekreeft G. & Friedrichsen, N. (2011). Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: what works and what not?, *Utilities Policy*, Vol. 19 No. 4, pp. 244-254.
- Brunekreeft, G., Neuhoff, K. & Newbery, D.N. (2005). Electricity transmission: An overview of the current debate, *Utilities Policy*, Vol. 13, No. 2, pp. 73-93.
- Brunekreeft, G., Kuszniir, J. & Meyer, R. (2020a). Output-orientierte Regulierung – ein Überblick, *Bremen Energy Working Papers* No. 35, Jacobs University Bremen.
- Brunekreeft, G., Pechan, A., Palovic, M., Meyer, R., Brandstätt, C. and Buchmann, M. (2020b). Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“.
- Brunekreeft, G. & Meyer, R. (2011). Kapitalkosten und Kraftwerksinvestitionen bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien – Die Diskussion um Kapazitätsmärkte, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 60(1), 62-73.
- Buchmann, M. (2020) How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector – the case of local congestion markets, *Energy Policy* Vol. 145, October 2020.
- CEER (2020). CEER Paper on Whole System Approaches. Distribution Systems Working Group. Ref: C19-DS-58-03, Brüssel, veröffentlicht am 30. Juni 2020.
- ERGEG (2007). Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures, Ref: C06-GWG-29-05c, European Regulators' Group for Electricity and Gas, 21 May 2007.

- EY, BET, WIK. (2019) Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Gutachten im Auftrag des BMWi, 28.08.2019.
- 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.
- Kahles M. & Pause F. (2019). Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotzone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Hintergrundpapier. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, 44.
- Meier, H., & Rehdanz, K. (2010). Determinants of residential space heating expenditures in Great Britain. *Energy Economics*, 32, 949-959.
- Pérez-Arriaga I. J., Olmos L., Rivier M. (2013). Transmission Pricing. In: Rosellón J., Kristiansen T. (eds): *Financial Transmission Rights. Lecture Notes in Energy*, 7. London: Springer, pp. 49-76.
- PJM (2020). PJM Manual 18: PJM Capacity Market, Revision 46, 19. November 2020.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press.
- de Vries L. J. & Hakvoort R. A. (2001). An economic assessment of congestion management methods for electricity transmission networks. *Journal of Network Industries*, 3(4), pp. 425-466.