



ENDBERICHT

DIE ORDNUNG DER TRANSFORMATION

VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT

Studie im Auftrag von

BNE Bundesverband neue Energiewirtschaft e. V.

mit Dank für die Unterstützung an: Enerparc AG, EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, Naturstrom AG, PV project Deutschland GmbH, Wattmanufactur GmbH & Co. KG, Wattner AG

DIHK Deutsche Industrie- und Handelskammer

EEX European Energy Exchange AG

Hintergrundkapitel

BayWa r.e. AG

Octopus Energy Germany GmbH

Kyon Energy Solutions GmbH

Spot my Energy GmbH

9. Juli 2024

DIE ORDNUNG DER TRANSFORMATION

VERSORGUNGSSICHERHEIT IM STROMMARKT

Endbericht,
9. Juli 2024

Connect Energy Economics GmbH

Mühlenstraße 8a
14167 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi
kontakt@connect-ee.com

www.connect-ee.com

„Einen Augenblick bitte. Vergessen sie all diese komplizierten Wirtschaftstheorien. Wir sind jetzt den ganzen Tag durch London gefahren, und es gibt eine Sache, die ich nicht verstehe. Daheim in Moskau arbeiten unsere klügsten Köpfe am System der Brotversorgung, und trotzdem gibt es in jeder Bäckerei und in jedem Lebensmittelladen ewig lange Schlangen. In London leben Millionen von Menschen, und wir sind heute an vielen Läden und Supermärkten vorbeigekommen, doch ich habe niemanden um Brot anstehen sehen. Bitte bringen sie mich zu der Person, die für die Brotversorgung in London zuständig ist. Ich will unbedingt deren Geheimnis erfahren.“

Dieses Zitat aus Yuval Noah Hararis Buch „Homo Deus“ beschreibt den Besuch eines engen Mitarbeiters von Gorbatschow, der im London der 1980er Jahre den Auftrag hatte, den „Thatcherismus“ zu verstehen.

Auftraggeber der Studie:



Hintergrundkapitel



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	IV
Executive Summary	VI
1 Einleitung	1
2 Ausgangslage und Motivation	3
2.1 Bisherige SystemEntwicklung und deren Ausblick.....	3
2.2 Problembeschreibung.....	10
2.3 Die Wirkungen aktueller Rahmenbedingungen.....	14
2.3.1 Hintergrund politischer Fehlanreize.....	15
2.3.2 Die Auswirkungen der bestehenden Ungewissheiten.....	23
3 Kriterien für die nachhaltige Integration des Energiepolitischen Dreiecks	36
3.1 Versorgungssicherheit	38
3.2 Umweltverträglichkeit.....	40
3.3 Wirtschaftlichkeit	41
3.4 Politökonomische Kriterien	43
4 Hintergrund: Die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit.....	50
4.1 Die Rolle marktwirtschaftlicher Organisation.....	50
4.2 Die Wirkungsweise von Anreizen	62
4.3 Dimensionen der Versorgungssicherheit	72
4.4 Die Herausforderungen eines dynamischen EE-basierten Stromsystems	84
4.5 Die besondere Rolle flexibler Verbraucher	94
5 Diskussion der Kapazitätsmechanismen	103
5.1 Selektive Mechanismen	105
5.2 Kapazitätsreserve	116
5.3 Zentrale umfassende Kapazitätsmärkte.....	119

5.4 Dezentrale Kapazitätsmärkte	144
5.5 Hybridmodell dezentral und zentral.....	151
5.6 Weiterentwicklung der Terminmärkte	156
5.7 Zwischenfazit Kapazitätsmechanismen.....	167
6 Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns.....	171
6.1 Ungewissheit reduzieren und Anreize zielführend ausrichten	172
6.1.1 Rahmenbedingungen und Anreize zielführend ausrichten.....	172
6.1.2 Räumliche Allokationsanreize.....	182
6.2 Ein Marktwirtschaftliches Anreizsystem zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	195
7 Zusammenfassung und Fazit.....	213
Literaturverzeichnis	222

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen in der Energiewirtschaft, im Verkehrssektor und im Gebäudebereich.....	4
Abbildung 2: Entwicklung des Erzeugungsmixes und des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch	6
Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung	7
Abbildung 4: Szenarienvergleich zur regelbaren Kraftwerksleistung im Jahr 2045	8
Abbildung 5: Entwicklung dezentraler Flexibilitätsoptionen.....	9
Abbildung 6: Gegenüberstellung von elastischen und inelastischen Angebots- und Nachfragefunktionen	74
Abbildung 7: Kosteneinsparung durch grenzüberschreitenden Stromaustausch ...	83
Abbildung 8: Illustrative Darstellung der Angebots- und Nachfragefunktionen des Spotmarktes.....	85
Abbildung 9: Veränderung des Erzeugungsmixes aufgrund der Ausweitung Erneuerbarer Energien.....	86
Abbildung 10: Gegenüberstellung der Lastspitzen und der residualen Lastspitzen von 2015 bis 2023	88

Abbildung 11: Gegenüberstellung der Lastdauerlinie, der residualen Lastdauerlinie und der residualen Lastdauerline korrigiert um den Nettoimport für das Jahr 2023.....	89
Abbildung 12: Gegenüberstellung der Spitzenlasten, der residualen Spitzenlasten und der um den Nettoimport korrigierten residualen Spitzenlasten von 2015 bis 2023	90
Abbildung 13: Illustrative Darstellung der Angebotsanpassung an Erneuerbare Energien und den Binnenmarkt	91
Abbildung 14: Illustrative Darstellung der Wirkung von Flexibilitätsoptionen	92
Abbildung 15: Illustrative Darstellung der Ausweitung der Nachfrageelastizität.....	97
Abbildung 16: Das ökonomische Güterschema	98
Abbildung 17: Illustrative Darstellung der effizienten Allokation zwischen Flexibilitätsoptionen und Gasturbinen	101
Abbildung 18: Zeitliche Entwicklung ausgewählter Deratingfaktoren in UK in der Y-4 Auktion	124
Abbildung 19: Veränderung der Deratingfaktoren zwischen der Y-4 und der Y-1 Auktion für die Lieferperiode 2024/2025.....	127
Abbildung 20: Darstellung der Preisobergrenzen im belgischen Kapazitätsmarkt	132
Abbildung 21: Funktionsweise einer Reliability Option	135
Abbildung 22: Dispatch in 2045 anhand des Langfristszenarios T24-Strom.....	138
Abbildung 23: Übersicht der Rechte, Pflichten und Aufgaben im VSN-System.....	147
Abbildung 24: Zeitablauf des hybriden Kapazitätsmarktmodells	154
Abbildung 25: Zusammenfassende Übersicht der Bewertungen der Kapazitätsmechanismen.....	167
Abbildung 26: Smart-Meter Rollout in den europäischen Mitgliedsstaaten (2022)	176
Abbildung 27: Die Spannungsebenen der Netzinfrastruktur und ihre Eigenschaften	183
Abbildung 28: Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan	184
Abbildung 29: Zeitlich differenzierte Netzentgelte im Übertragungs- und Verteilnetz	187
Abbildung 30: Ausgestaltungslogik dynamischer Netzentgelte	188
Abbildung 31: Tarifstruktur des Tempo-Tarif von EDF.....	190

Abbildung 32: Gebotsverhalten mit und ohne Berücksichtigung der Opportunitätskosten durch den anteiligen Werteverbrauch	192
Abbildung 33: Engpassentlastende Verschiebung des Kraftwerks in der Merit-Order aufgrund einer Einspeiseprämie	193
Abbildung 34: Leistungsoptionen und Tarifstruktur im TEMPO-Tarif von EDF	203
Abbildung 35: Wechselwirkungen zwischen den Akteuren und den Handelsplätzen bei der Umsetzung der Absicherungspflicht.....	206
Abbildung 36: Illustrative Darstellung der Absicherungspflicht im Marktgefüge ...	208

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
CfD	Contract for Difference (Differenzkontrakt)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d	Tag
DLM	Dezentraler Leistungsmarkt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EENS	Expected Energy Not Served
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPS	Emission Performance Standard
ETS	Emissionshandelssystem
EUR	Euro
g	Gramm
GUD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk

GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
KTF	Klima- und Transformationsfonds
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWS	Kraftwerksstrategie
MSR	Marktstabilitätsreserve
MWh _{th}	Megawattstunde thermisch
MWh _{el}	Megawattstunde elektrisch
LOLE	Loss of Load Expectation
PPA	Power Purchase Agreement
UCPTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
VSN	Versorgungssicherheitsnachweise

Disclaimer

Diese Studie dient als Beitrag zur aktuellen Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Sie soll nicht als persönliche Kritik der an der Diskussion beteiligten Stakeholder verstanden werden, sondern vielmehr zur gemeinsamen Suche nach den besten Lösungen beitragen. Wir gehen davon aus, dass alle Beteiligten die bestmöglichen Absichten haben, und hoffen, dass diese Studie zu einem besseren Verständnis und fundierteren Entscheidungen beitragen kann.

DIE ORDNUNG DER TRANSFORMATION

Executive Summary

Wenn es möglich wäre, die Komplexität der Realität und zukünftiger Entwicklungen zu antizipieren und zu modellieren, dann bräuchten wir die Erkundungsprozesse der Märkte nicht, sondern könnten die ideale Zukunft zentral planen.

Wie kann Versorgungssicherheit im Strommarkt bestmöglich gewährleistet werden?

Die Diskussion dreht sich derzeit vor allem darum, wie sich der Bau neuer Kraftwerke am besten fördern lässt. Dahinter steht die Idee, dass Versorgungssicherheit sich nur über eine solche direkte Förderung von Kraftwerken erreichen lässt. Die Studie möchte den Lösungsraum weiten und kommt zu dem Ergebnis: Der Strommarkt kann auf eine Weise verbessert werden, die eine marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit stärkt und die benötigten Kapazitäten kostengünstiger anreizt.

Konkret arbeitet die Studie heraus: Eine Absicherungspflicht ist für den deutschen Strommarkt besser geeignet als ein Kapazitätsmarkt. Absicherungspflicht bedeutet, dass Versorger ihre Lieferverpflichtungen am Terminmarkt absichern müssen. Sie ist Bestandteil der europäischen Vorgaben aus der Strombinnenmarkt-Richtlinie und muss sowieso umgesetzt werden.

Warum ist die Absicherungspflicht Kapazitätsmärkten überlegen?

Eine zielführende Umsetzung der Absicherungspflicht, die seit der jüngsten Reform der europäischen Strommarktrichtlinie vorgegeben ist, bietet die passenden Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung des Marktdesigns. Sie ist die kostengünstigere und robustere Maßnahme für eine sichere Stromversorgung – und hat zugleich den geringsten Umsetzungsaufwand. Auch aus europarechtlicher Perspektive ist sie positiv zu bewerten, da sie den Binnenmarkt stärkt und europarechtlich den Vorteil der schnellen

Umsetzbarkeit hat. Denn die Absicherungspflicht stellt eine Weiterentwicklung bestehender Regelungen dar, weswegen sie zügiger umgesetzt werden kann als eine fehleranfällige Neuorganisation der Versorgungssicherheit.

- Versorger, die ihre Lieferverpflichtungen nicht am Terminmarkt absichern, erzeugen derzeit eine negative Risikoexternalität, wie in der Energiekrise anhand der Insolvenzen und der Aufnahmepflicht in die Grundversorgung deutlich wurde. Durch dieses „Free-Rider-Verhalten“ unterbleibt die umfassende langfristige Absicherung von Lieferverpflichtungen über den Terminmarkt. Dies korrigiert die Absicherungspflicht durch eine Internalisierung der Risikoexternalität.
- Investoren haben aktuell wenig Anreize, in steuerbare Leistung zu investieren. Eine Absicherungspflicht berücksichtigt das Bedürfnis nach steuerbaren Leistungen, wodurch der Wert von Versorgungssicherheit in den Preisen am Terminmarkt besser sichtbar wird.
- Verbraucher können auf Basis ihrer bisherigen Verbrauchsstruktur bestimmen, wie viel Leistung sie über ihren Versorger absichern wollen. Auf diese Weise wird eine relevante Schwäche im Marktdesign behoben, denn Verbraucher können durch ihren preiselastischen Verbrauch ihre Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung signalisieren.
- Investoren profitieren von den ökonomisch fundierten Investitionssignalen auf Basis der Zahlungsbereitschaften. Die Notwendigkeit von Regulierungseingriffen aufgrund einer unelastischen Nachfrage entfällt. Dadurch sinkt das Risiko einer dauerhaften Regulierungsspirale und die Ungewissheit über zukünftige Regeländerungen wird reduziert.
- Die Absicherungspflicht reizt zudem die Flexibilisierung des Stromsystems an und lässt die Marktakteure entscheiden, welche Technologien am besten geeignet sind. Dadurch kann der Markt gleichzeitig Versorgungssicherheit gewährleisten und erneuerbare Energien effizient integrieren. Die Gesamtsystemkosten sind daher deutlich niedriger als bei Kapazitätsmärkten. Zudem ist keine Finanzierung über den Haushalt oder eine neue Umlage nötig.

Kapazitätsmärkte ziehen hingegen Fehlanreize, Externalitäten und permanente politische Nachsteuerung durch regulatorisches Mikromanagement nach sich. Zudem dürfte es bis zur abschließenden Festlegung aller Detailregelungen beim derzeitigen Investitionsattentismus bleiben.

- **SELEKTIVE MECHANISMEN:** Wie die Diskussionen über die Kraftwerksstrategie (KWS) verdeutlichen, sind selektive Kapazitätsmechanismen, die nur ausgewählte Technologien fördern, mit

politischen Ungewissheiten behaftet und anfällig für interessensgeleitete Einflussnahme (Rent Seeking). Sie verdrängen andere, v. a. innovative Technologien, und verzerren daher den Wettbewerb auch im Binnenmarkt. Zudem schaffen sie Pfadabhängigkeiten für weitere Förderungen und Regulierungseingriffe. Eine Förderung der operativen H₂-Verstromung, beispielsweise durch H₂-Differenzverträge (H₂-CfDs), würde Flexibilitätsoptionen und andere Technologien verdrängen. Dadurch würden dauerhaft die Gesamtsystemkosten steigen und Abhängigkeiten von einem Brennstoff hervorgerufen, wodurch die Versorgungssicherheit eingeschränkt wird.

- **DEZENTRALE UND HYBRIDE KAPAZITÄTSMÄRKTE:** Aufgrund verschiedener Regelungsnotwendigkeiten neigen dezentrale und hybride Kapazitätsmechanismen im Zeitverlauf zu politischen Nachjustierungen, wodurch sie sich zentralen Kapazitätsmärkten annähern.
- **ZENTRALE KAPAZITÄTSMÄRKTE:** Um den Spagat zwischen Marktmachtbegrenzung und notwendigen Investitionsanreizen zu bewältigen, benötigen zentrale Kapazitätsmärkte ein umfangreiches Regelungsinstrumentarium mit vielen administrativ festzulegenden Stellschrauben. Marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen werden durch zentrale Festlegungen ersetzt. Damit bestimmen administrative Annahmen über die Zukunft die Wirtschaftlichkeit von Technologien im Marktgeschehen. Der Wettbewerb im Binnenmarkt und zwischen den (innovativen) Technologien wird dadurch verzerrt. Vorgaben orientieren sich folglich an den Eigenschaften herkömmlicher thermischer Kraftwerke. Erfahrungen aus UK zeigen, dass mittel- bis langfristig z. B. die Marktchancen von Stromspeichern sinken. Dies führt zu einer verringerten Flexibilität des Strommarktes. Dadurch sinkt der Marktwert von Strom aus Windkraft und PV und folglich steigt der Förderbedarf. Im Ergebnis verursacht ein Kapazitätsmarkt damit zusätzliche externe Effekte, es kommt zu einem Rutschbahneffekt (Slippery Slope) anwachsender Überkapazitäten und einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten.

Die Instrumente der Kapazitätsförderung sind in einem dynamischen Strommarkt mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien nicht geeignet, die Versorgungssicherheit zu organisieren. Einzelne Technologien auf Basis heutiger Annahmen über die Zukunft auszuwählen und Flexibilitätsoptionen sowie innovative Lösungen zu verdrängen, führt zu Pfadabhängigkeiten mit dauerhaft erhöhten Gesamtsystemkosten.

Was sollte neben der Einführung der Absicherungspflicht noch getan werden?

Neben der Einführung der Absicherungspflicht sollte das Preissignal insbesondere durch weitere Maßnahmen gestärkt werden:

- **KRISENMECHANISMUS:** Auch in besonderen Krisenzeiten ist es sinnvoll, dass sich Preise weiter am Markt bilden und marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen weiter wirken können. Damit Entscheidungsträger auch in solchen Zeiten handlungsfähig bleiben können, bedarf es eines Mechanismus, der in der Lage ist, soziale und wirtschaftliche Härten gezielt zu adressieren, statt in die Preisbildung einzugreifen.
- **STEIGERUNG DER NACHFRAGEELASTIZITÄT:** Technische Flexibilität ist die Voraussetzung für Preiselastizität, denn dann haben Verbraucher die Wahlfreiheit, wie sie auf Preissignale reagieren. Der Hauptnutzen preiselastischer Nachfrager liegt daher nicht in ihrer technischen Flexibilität, sondern in der Fähigkeit ihre Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung zu signalisieren. Auf diese Weise werden belastbare Investitionsanreize gesendet. Für Privatkunden sollte ein geeigneter Smart-Meter-Rollout und die Nutzung dynamischer Tarife zügig umgesetzt werden. Für größere Verbraucher empfiehlt sich eine Weiterentwicklung der Sondernetzentgelte nach § 19.2 StromNEV, die gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe im Blick hat.
- **DYNAMISCHE ANREIZE FÜR DIE NETZNUTZUNG:** Knappe Transportkapazitäten auf allen Netzebenen verursachen Kosten durch Redispatch und Eingriffe nach § 14a EnWG, die nicht vom Verursacher, sondern von der Allgemeinheit getragen werden (externe Kosten). Die Internalisierung dieser externen Kosten in Form von zeitlich dynamischen Anreizen für die Netznutzung, sofern diese keine Probleme mit der Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe verursachen, reduziert das Redispatchvolumen und das Dimmen nach § 14a EnWG.
- **FEHLANREIZE BEIM REDISPATC KORRIGIEREN:** Beim Redispatch wird der anteilige Werteverbrauch – die anteilige Finanzierung der Fixkosten – vergütet. Dieser Werteverbrauch fließt in das Gebotsverhalten am Strommarkt ein, wodurch netztechnisch günstige Anlagen seltener einen Zuschlag erhalten. Netzengpässe verstärken sich dadurch, weshalb die Anlagen anschließend im Redispatch eingesetzt werden müssen. Der positive externe Effekt netztechnisch günstiger Anlagen könnte stattdessen durch eine Einspeiseprämie anerkannt werden. Dadurch würden diese Anlagen am Strommarkt häufiger bezuschlagt,

wodurch Netzengpässe reduziert würden. Diese Prämien würden zudem zügige Investitionen in netztechnisch vorteilhafte Standorte belohnen.

Ein um die Absicherungspflicht gestärkter Strommarkt, dessen Preissignal in Zukunft noch besser wirkt, kann die Versorgungssicherheit gewährleisten. Er sichert die Versorgung effizienter und effektiver als dies ein Kapazitätsmarkt oder ein selektiver Kapazitätsmechanismus kann. Zudem beendet er den Attentismus und kann daher zügiger Investitionen anreizen.

1 Einleitung

Die politische Diskussion über die Weiterentwicklung des Marktdesigns dreht sich derzeit vor allem um die Frage, wie der Neubau von Kraftwerken gefördert werden kann. Diese Perspektive impliziert, dass es keine relevante Allokationsaufgabe gibt, die durch marktwirtschaftliche Erkundungsprozesse adressiert werden sollte. Die eigentliche Frage für die Gewährleistung einer kostengünstigen, umweltverträglichen und sicheren Stromversorgung lautet jedoch: Wie kann Versorgungssicherheit auch zukünftig gewährleistet werden?

Diese Frage eröffnet einen größeren Lösungsraum, in dem (H₂-)Gaskraftwerke voraussichtlich einen Teil der Lösung ausmachen werden. Aber einen anderen Teil der Lösung werden mit hoher Wahrscheinlichkeit Flexibilitätsoptionen und innovative Technologien ausmachen, die bei der ausschließlichen Frage nach Kraftwerksinvestitionen verdrängt würden. Denn ein Teil des Allokationsprozesses adressiert die notwendigen Mengen der verschiedenen Technologien, die zur Versorgungssicherheit beitragen können.

Ein nachhaltiges Marktdesign beantwortet daher auch die Frage, wie die richtigen Technologien angereizt werden, anstatt einer zentralen Stelle die Verantwortung dafür zu übertragen, wie viel von welcher Technologie gefördert werden soll. Mit anderen Worten: Es bedarf marktwirtschaftlicher Anreize, um komplexe Allokationsfragen zu beantworten.

Nähert man sich der Weiterentwicklung des Marktdesigns aus der Perspektive der Versorgungssicherheit und der Anreizprozesse, so stellt sich die Folgefrage, in welchen Aspekten sich der Strommarkt von anderen marktwirtschaftlich organisierten Märkten unterscheidet. In der vorliegenden Studie gehen wir diesen Fragen im Auftrag einer Gruppe von Auftraggebern¹ nach. Wir untersuchen, wie sich die grundlegenden Eigenschaften des zukünftigen Stromsystems entwickeln und welche Auswirkungen diese Veränderungen auf die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit haben.

Die Herausforderung der Energiewende lag in der Vergangenheit zunächst in der technologischen Entwicklung der Erneuerbaren Energien und dann zunehmend in deren Marktintegration. In diesen frühen Phasen konnte auf die vorhandene, großzügig dimensionierte Erzeugungskapazität und Netzinfrastruktur zurückgegriffen werden. In Zukunft wird es notwendig sein, das Stromsystem so zu organisieren, dass ein möglichst großer Anteil des regenerativ erzeugten Stroms genutzt werden kann und die Stromnachfrage in Zeiten geringer

¹ In dieser Studie wird aus Gründen der Lesbarkeit auf eine gendergerechte Sprache verzichtet. Alle personenbezogenen Bezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter.

regenerativer Stromerzeugung sicher, klimafreundlich und kostengünstig gedeckt werden kann.

Im Ergebnis schlägt die Studie ein nachhaltiges Marktdesign vor, das in der Lage ist, die Anforderungen des energiepolitischen Dreiecks zu integrieren. Ziel dieses Ansatzes ist es, die aktuellen Herausforderungen der Transformationsphase zu adressieren und gleichzeitig einen langfristig stabilen und berechenbaren Rahmen für Investoren zu schaffen.

Nach dieser Einführung diskutieren wir in Kapitel 2 die bisherige Entwicklung und die aktuellen Herausforderungen für die Transformation. Dabei gehen wir auch auf die derzeit bestehenden Fehlanreize, Unsicherheiten und Marktunvollkommenheiten ein. In Kapitel 3 diskutieren wir für die Transformationsphase und darüber hinaus geeignete Kriterien, anhand derer die Weiterentwicklung des Marktdesigns bewertet wird. Kapitel 4 dient als Hintergrundkapitel einer grundsätzlicheren Diskussion des Mehrwertes marktwirtschaftlicher Organisationen. Es wird herausgearbeitet, welchen spezifischen Anforderungen die Organisation der sicheren Stromversorgung genügen muss, um die Anforderungen des Energiepolitischen Dreiecks zu integrieren. Auf dieser Basis werden in Kapitel 5 die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen diskutiert und in Hinblick auf ihre Eignung für die Anforderungen der deutschen Energiewende bewertet. In Kapitel 6 schlagen wir Weiterentwicklungen der Rahmenbedingungen vor, um eine marktwirtschaftliche Organisation der Stromversorgung zu ermöglichen. Schließlich fassen wir die Studie in Kapitel 7 zusammen und enden mit einem Fazit.

2 Ausgangslage und Motivation

INVESTITIONS- ZURÜCKHALTUNG

Die aktuelle Investitions-
zurückhaltung lässt sich
vor allem auf (politische)

Fehlanreize und
Ungewissheiten
zurückführen.

In diesem Kapitel diskutieren wir die aktuellen Herausforderungen der Transformationsphase hin zu einem klimaneutralen Stromsystem. Dabei gehen wir auch auf die bisherigen Entwicklungen ein, die zu den aktuellen Herausforderungen beigetragen haben.

Zuerst besprechen wir kurz den aktuellen Stand der Transformationsphase und zeigen auf, welche Herausforderungen vor uns liegen. Anschließend diskutieren wir, welche Eigenschaften das zukünftige

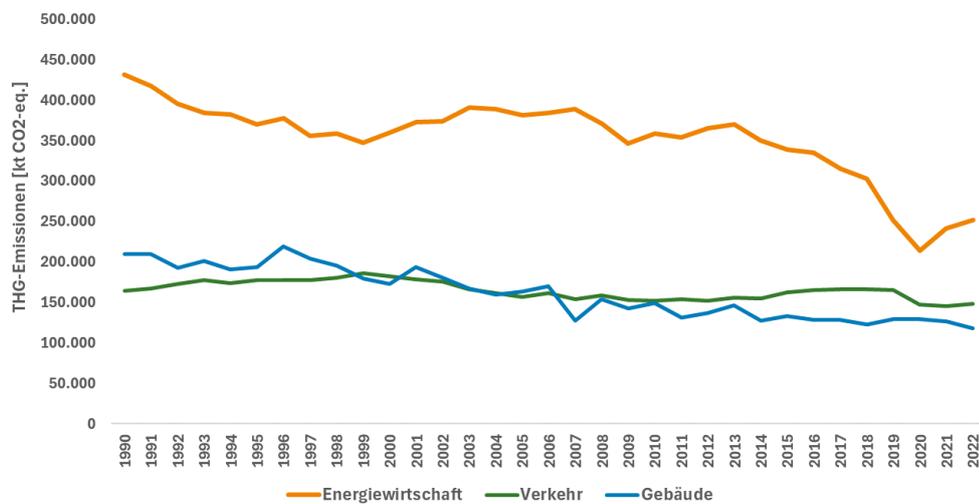
Stromsystem voraussichtlich prägen werden und welche aktuellen Probleme das weiterentwickelte Marktdesign lösen muss. Auf dieser Basis diskutieren wir aktuell gesetzte politische Fehlanreize und Ungewissheiten, die zur aktuellen Investitionszurückhaltung beitragen. Mit dieser Übersicht der identifizierten Herausforderungen legen wir den Grundstein für die späteren Lösungsansätze.

2.1 BISHERIGE SYSTEMENTWICKLUNG UND DEREN AUSBLICK

Bei der Analyse der Systementwicklung ist es wichtig zu unterscheiden, wie sich die fundamentalen Faktoren (z.B. Kraftwerke, Erzeugungsmix, etc.) entwickeln und was die Auslöser für diese Entwicklungen sind. Dieses Kapitel konzentriert sich auf die Darstellung der Entwicklung fundamentaler Faktoren. Darauf aufbauend diskutieren wir im weiteren Verlauf der Studie, wie diese Entwicklung auf nachhaltige Weise angereizt wird.

Das primäre Ziel der Transformation ist die Dekarbonisierung der Energieversorgung. Abbildung 1 zeigt die CO₂-Emissionen der Stromversorgung, des Straßenverkehrs und der Wärmeversorgung.

Abbildung 1: Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen in der Energiewirtschaft, im Verkehrssektor und im Gebäudebereich



Quelle: eigene Darstellung, Daten von UBA (2023).

Die Abbildung macht deutlich, dass bei der Minderung der CO₂-Emissionen im Energiesektor bereits erhebliche Fortschritte erzielt wurden. Weitere Emissionsminderungen werden jedoch anspruchsvoller als die bisherigen Erfolge.

Im Straßenverkehr und im Haushaltssektor (v. a. Wärmeversorgung) sind im Vergleich zur Energiewirtschaft bisher lediglich moderate Reduktionen zu verzeichnen. Beide Sektoren werden ihre Emissionen vor allem durch eine zunehmende Elektrifizierung reduzieren. Dafür werden voraussichtlich vor allem Wärmepumpen und Elektroautos entscheidend sein.

Aus ökonomischer Sicht ist es sinnvoll, zunächst die kostengünstigeren Potenziale zur Emissionsminderung zu heben. Während die Stromerzeugung vor allem von

DURCH TECHNOLOGISCHE INNOVATIONEN WERDEN KONTINUIERLICH NEUE POTENZIALE FÜR DIE DEKARBONISIERUNG UND FLEXIBILISIERUNG WIRTSCHAFTLICH NUTZBAR.

den technologischen Fortschritten der Windenergie und der Photovoltaik profitiert hat, profitieren die anderen beiden Sektoren von den jüngsten Innovationen bei Wärmepumpen und Elektroautos. Die technologische Entwicklung ist jedoch keineswegs abgeschlossen. So schreitet beispielsweise die technologische Entwicklung von Großwärmepumpen voran. Zudem zeichnet sich derzeit ab, dass die Geothermie von den innovativen Bohrtechniken des Frackings profitieren kann und durch die Tiefengeothermie zusätzliche Potenziale erschlossen werden können. Damit besteht die Chance, die

Wärmeversorgung kostengünstiger zu dekarbonisieren, als es noch vor wenigen Jahren den Anschein hatte.

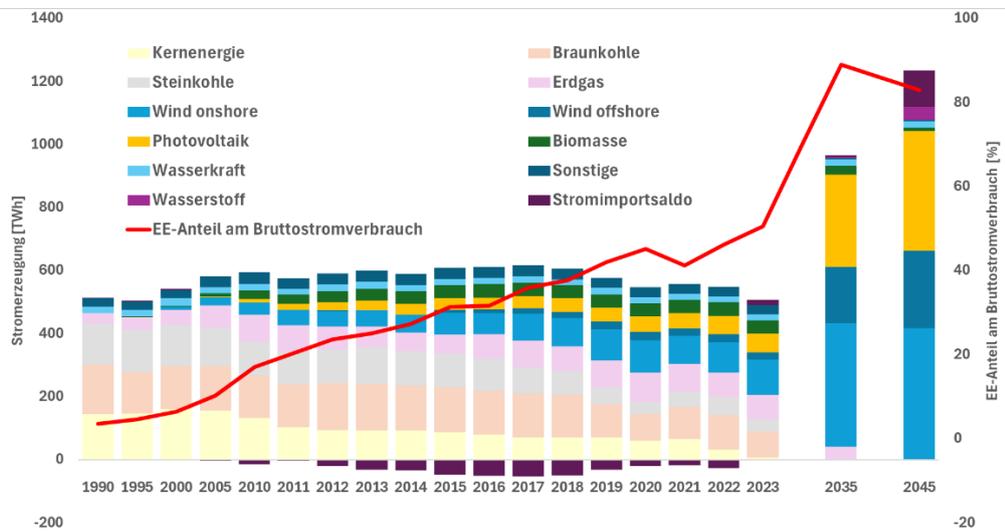
Natürlich sollten die derzeitigen Anstrengungen nicht reduziert werden, um auf weitere Innovationen zu warten. Vielmehr zeigt diese Entwicklung, dass es sich lohnt, kostengünstige Potenziale möglichst umfassend und frühzeitig zu nutzen, um kosteneffiziente Dekarbonisierungserfolge zu erzielen. Wenn in der Zwischenzeit neue technologische Möglichkeiten den Lösungsraum erweitern, können sie dazu beitragen, die Gesamtsystemkosten zu senken.

Erneuerbare Energien stehen im Zentrum der Dekarbonisierung

Der Stromsektor ist für die Dekarbonisierung der anderen Sektoren von zentraler Bedeutung. Dazu werfen wir einen Blick auf die bisherige und mögliche zukünftige Entwicklung der Stromversorgung. Dabei ist zu betonen, dass es sich nicht um die „geplante“ Entwicklung des Stromsystems in den nächsten 20 Jahren handelt. Vielmehr wird mit dieser Darstellung einer möglichen Entwicklung auf Basis des heute verfügbaren Wissens eine grobe Richtung abgeschätzt. Ziel dieser Betrachtung ist es, aus diesen denkbaren Entwicklungen Eigenschaften abzuleiten, die das zukünftige Stromsystem voraussichtlich erfüllen muss.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des Erzeugungsmixes der letzten Jahre und die denkbare Entwicklung auf Basis des Szenarios T45-Strom* der Langfristszenarien des BMWK (2024a). Die Zukunft wird sich möglicherweise anders entwickeln, aber die Strategie zur Dekarbonisierung der Energieversorgung wird durch die Darstellung deutlich.

Abbildung 2: Entwicklung des Erzeugungsmixes und des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch



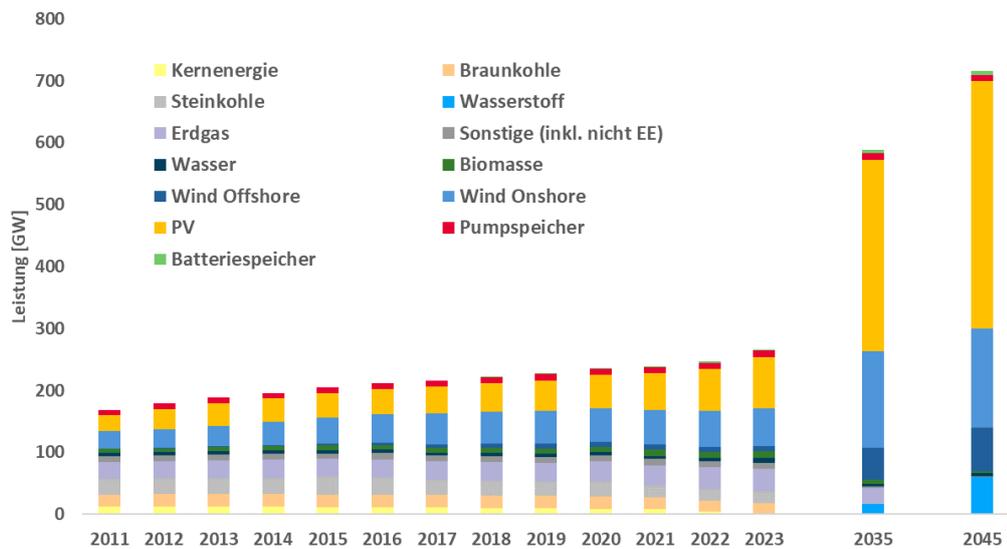
Quelle: AGEB (2024) und BMWK (2024a).

Es ist ein beachtlicher Erfolg, dass im Jahr 2023 51,8 % des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt wurden. Die Darstellung macht aber auch deutlich, dass die zukünftigen Herausforderungen nicht unterschätzt werden dürfen, insbesondere weil der Stromverbrauch in den kommenden Jahren voraussichtlich ansteigen dürfte.

Die Transformation erfordert ein neues Verständnis

Im Folgenden diskutieren wir die mögliche Entwicklung der Erzeugungsleistung. Abbildung 3 macht deutlich, dass es bei der Transformation nicht nur um die Substitution fossiler und nuklearer Erzeugungskapazitäten geht. Die Systemtransformation umfasst mehrere Aspekte. Um die anvisierte Dekarbonisierungsstrategie umzusetzen, ist ein Umdenken erforderlich: hin zu einem Stromsystem mit einer signifikant höheren Anzahl an Erzeugungs- und Verbrauchselementen und einem deutlich höheren Ausmaß an Flexibilität.

Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung



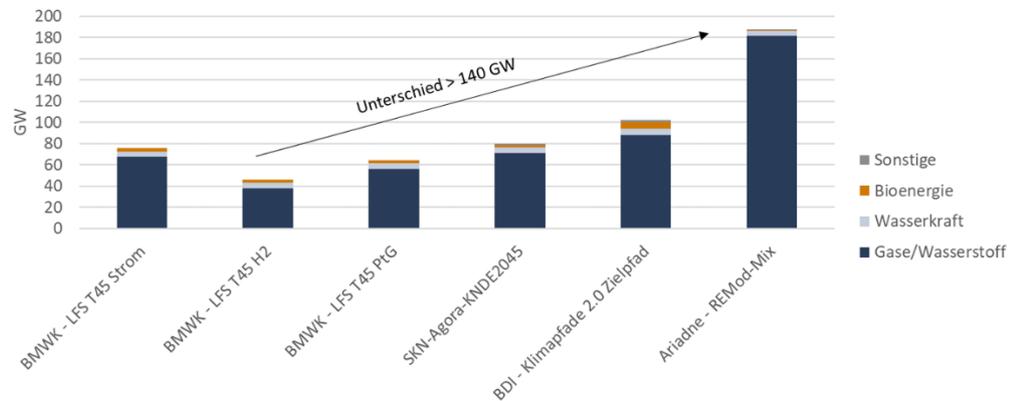
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von BNetzA (2024a) und BMWK (2024a).

Für die Dekarbonisierung des Mobilitäts- und Wärmesektors ist eine hohe Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien notwendig. Die Aufgabe des zukünftigen Stromsystems unterscheidet sich daher deutlich von der bisherigen Aufgabe. Aufgrund der Variabilität der Primärenergie (Sonne und Wind) ist ein breites Spektrum an Flexibilitätsoptionen erforderlich, um die Versorgungssicherheit der jeweiligen Sektoren zu gewährleisten.

Wie in Abbildung 3 ersichtlich wird, nimmt die thermische Erzeugungsleistung im Zeitverlauf in diesem Szenario deutlich ab. Während im Jahr 2023 noch ca. 83 GW an brennstoffbasierter Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, sinkt die Leistung im Langfristszenario des BMWK auf ca. 63 GW im Jahr 2045. In dem Szenario wird davon ausgegangen, dass davon 60 GW auf Wasserstoff basieren. Diese Erzeugungsleistung dient lediglich zur Deckung der residualen Nachfrage, die nicht durch Erneuerbare Energien direkt oder durch Zwischenspeicherung indirekt gedeckt werden kann. Auf diese Weise wird die Nutzung Erneuerbarer Energien maximiert und die Nutzung des voraussichtlich teureren Wasserstoffs begrenzt.

Diese Szenarienperspektive darf jedoch nicht mit einer Prognose verwechselt werden. Je nach den getroffenen Annahmen und der angewandten Methodik können die Ergebnisse der langfristigen Modellierung sehr unterschiedlich ausfallen. Diese Unsicherheit über den zukünftigen Bedarf regelbarer Leistung, z. B. auf Grund der unklaren Entwicklung der Stromnachfrage, Flexibilisierung und Ausbau von PV und Windkraftanlagen, wurde in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem des BMWK (PKNS) mit der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 4: Szenarienvergleich zur regelbaren Kraftwerksleistung im Jahr 2045



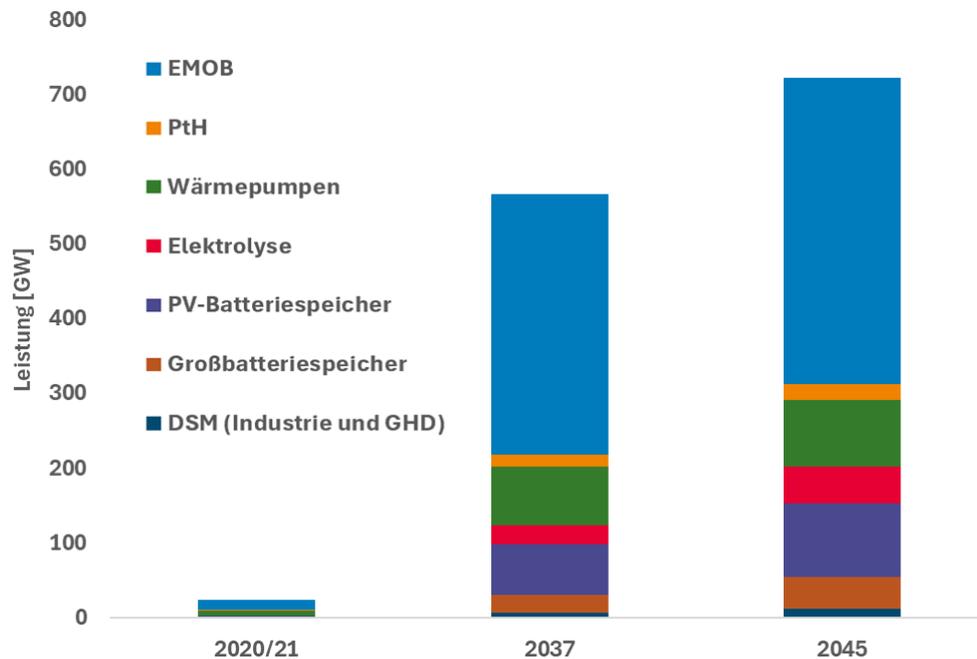
Quelle: BMWK (2023a).

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass die Ergebnisse bezüglich der benötigten steuerbaren Kraftwerksleistung sehr unterschiedlich ausfallen können. In Kapitel 4 gehen wir näher auf die Annahmen ein, die für die Modellierung zukünftiger Entwicklungen notwendig sind.

Steigende Dezentralität und Komplexität

Die Entwicklung der installierten Leistung in Abbildung 3 zeigt, dass die Dezentralisierung der Stromerzeugung weiter zunehmen wird. Gleichzeitig wird u. a. durch die Dekarbonisierungsanforderungen im Wärme- und Verkehrssektor deutlich, dass die aggregierte preissensitive Nachfrageleistung dezentraler Verbrauchstechnologien deutlich ansteigen wird (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Entwicklung dezentraler Flexibilitätsoptionen



Quelle: BNetzA (2023a), eigene Annahmen.

Abbildung 5 zeigt, dass die Dezentralität und die Vielzahl verschiedener Technologien mit signifikanten Lasten und Leistungen deutlich zunehmen werden. Diese Entwicklung zeigt auch, dass die Komplexität des Stromsystems signifikant ansteigen wird. Dabei bezieht sich die zunehmende Komplexität auf mehrere Dimensionen:

- Die kumulierte Last der Technologien wächst deutlich an.
- Die Anzahl der zu koordinierenden Verbrauchsanlagen nimmt deutlich zu.
- Die Dezentralität der flexiblen Last steigt an.
- Die Preiselastizität der Stromnachfrage steigt deutlich.
- Mehr flexible Leistung wird in niedrigen Spannungsebenen angeschlossen.
- Die Sensorik und der Datenaustausch steigen an.
- Die Substituierbarkeit des Verbrauchs, die zeitlichen Verschiebeoptionen und die Speichermöglichkeiten nehmen zu.
- Die kumulierte Leistung der Rückspeisemöglichkeit ins Stromnetz steigt deutlich an.

Die Komplexität wirkt sich auf die Koordinationsanforderungen zwischen Verbrauchsanlagen, Speicheroptionen, dem Stromnetz, den ebenfalls zunehmend dezentralen Erzeugungstechnologien und dem Stromhandel aus.

INFOBOX: EIGENSCHAFTEN VON KOMPLEXITÄT

Komplexität ist eine Eigenschaft von Systemen, die mehrere interdependente Elemente beinhalten, die zu teilweise unvorhersehbaren und nichtlinearen Ergebnissen führen. Am deutlichsten werden die Eigenschaften im Vergleich zu komplizierten Systemen:

- **Komplizierte Systeme:** Die Elemente komplizierter Systeme interagieren auf eine lineare und vorhersehbare Weise miteinander. Beispielsweise ist ein Uhrwerk kompliziert, da sich die Wechselwirkungen der Elemente exakt berechnen lassen und sie daher zu vorhersehbaren Ergebnissen führen.
- **Komplexe Systeme:** Die Interaktionen der Elemente in komplexen Systemen sind dynamisch und zeichnen sich häufig durch nichtlineare, verstärkende oder abschwächende Rückkopplungsschleifen aus. Beispielsweise sind Ökosysteme komplexe Systeme.

Die Zunahme der verschiedenen dezentralen Technologien steigert die Komplexität des Systems, u. a. da ihr Marktverhalten auf menschlichen Präferenzen und ihrer Reaktion auf Anreize beruht. Diese Aspekte sind nicht berechenbar und können sich zeitweise verstärken oder abschwächen.

Komplexe Systeme sind in der Regel auch durch Emergenz und Selbstorganisation gekennzeichnet. Zudem passen sie sich durch Selbstorganisation an externe und interne Einflussfaktoren an. Komplexität beinhaltet auch eine Form von Ungewissheit, da die konkreten Ergebnisse komplexer Situationen definitionsgemäß nicht berechenbar sind.

Die Zunahme der Komplexität durch die Vielzahl der vielen dezentralen Erzeugungs- und preiselastischen Verbrauchsanlagen führt zu neuen Anforderungen an die Organisation des Stromsystems.

2.2 PROBLEMBESCHREIBUNG

Nachdem wir im letzten Kapitel die absehbaren Rahmenbedingungen diskutiert haben, besprechen wir jetzt einige Herausforderungen, die sich aktuell und zukünftig stellen. Häufig wird die Herausforderung, vor der das Stromsystem steht, auf die so genannte Dunkelflaute zugespitzt. Diese Situation ist zweifelsohne ein wichtiger Aspekt für die Versorgungssicherheit. Für eine nachhaltige Lösung benötigen wir jedoch eine umfassendere Problembeschreibung, denn die Herausforderungen sind unseres Erachtens

vielschichtiger. Wenn wir uns nur auf ein Teilproblem konzentrieren, werden die Antworten zwangsläufig der vorhandenen Komplexität nicht gerecht. Das hätte zur Folge, dass die nächste Intervention zeitnah notwendig wird. Beispielweise wurde in der PKNS die Dunkelflaute als zentrale Herausforderung identifiziert. Als technologische Antwort wurde angenommen, dass neben Importen aus dem Binnenmarkt und – in begrenztem Umfang Biomasse – lediglich (H₂-)Gaskraftwerke dieses Problem adressieren können (BMWK, 2023a).

Mit dieser Einschränkung des Lösungsraumes kann der Eindruck entstehen, dass es keine Allokationsaufgabe mehr gibt. Schließlich wurde die Lösung in Form von (H₂-)Gaskraftwerken bereits identifiziert. Und wenn es keine relevante Allokationsaufgabe gibt, kann leicht die Schlussfolgerung gezogen werden, dass auch keine Marktprozesse für die Allokation notwendig sind.

Wir teilen weder die Problemidentifikation noch die vereinfachte Vorwegnahme der technologischen Lösung und folglich auch nicht den Eindruck, dass marktwirtschaftliche Prozesse keine Aufgabe bei der Problemlösung spielen können. Im Laufe der Studie werden wir uns der Auflösung dieses Organisationproblems schrittweise annähern.

Zunächst stellen wir jedoch eine Übersicht der aktuellen Herausforderungen dar, um die Lösungsfindung möglichst nachhaltig auszugestalten.

- **VERSORUNGSSICHERHEIT:** Das ist vermutlich das am häufigsten genannte und politisch am meisten diskutierte Thema. Im Kern geht es darum, Verbraucher nicht unfreiwillig von der Stromversorgung auszuschließen, wie es beispielsweise bei einem Brownout der Fall wäre, bei dem einzelne Verbraucher oder Verteilnetze vorübergehend nicht mit Strom beliefert würden. Versorgungssicherheit bezieht sich in der Regel auf die Fähigkeit, eine sichere Stromversorgung auf der Ebene der Gebotszone zu gewährleisten.
- **SYSTEMSICHERHEIT:** Fragt man die verschiedenen Akteure, was sie unter Versorgungssicherheit verstehen, so stellt sich häufig heraus, dass sie eigentlich die Systemsicherheit meinen. Dabei geht es um die Fähigkeit der Netzbetreiber, das Stromnetz sicher zu betreiben und den Strom zu den Verbrauchern zu transportieren. Die Herausforderung liegt vor allem darin, das Ergebnis des Strommarktes unter Berücksichtigung der eingeschränkten Transportkapazität physikalisch umzusetzen.² Der

² Zur Aufrechterhaltung des n-1Kriteriums ist es nötig, ebenfalls eine Reihe weiterer Systemdienstleistungen zu erbringen (bspw. Schwarzstartfähigkeit und Blindleistungsbereitstellung). Mit Blick auf den Fokus der Studie konzentrieren wir uns jedoch auf die Bewirtschaftung der Engpässe. Ein großer Teil der Herausforderungen kann mit lokalen Maßnahmen adressiert werden, die zwar eine Wechselwirkung mit den übergeordneten Marktdesignaspekten aufweisen, deren ausführliche Diskussion jedoch den Rahmen dieser Studie übersteigt. Im Rahmen der PKNS (Meyer-Braune und Lopion, 2023) haben die ÜNB verschiedene Vorschläge für regionale Maßnahmen vorgestellt.

nachgelagerte Redispatch benötigt hochfahrbare Erzeugungsleistung (oder herunterfahrbare Last) innerhalb der Engpassregion. Dieser Aspekt hat aus Klimaschutzgründen eine gewisse Dringlichkeit. Denn derzeit dient die Netzreserve dazu, zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke am Netz zu halten, um sie bei Bedarf für Redispatchmaßnahmen zu nutzen. Im Zuge des Kohleausstiegs wird daher auch zusätzliche Erzeugungsleistung benötigt. Ansonsten erfolgt der Kohleausstieg aus Gründen der Systemsicherheit später als politisch gewünscht.

- **DEKARBONISIERUNG DER STROMERZEUGUNG:** Trotz der in Abbildung 1 aufgezeigten beachtlichen Dekarbonisierungserfolge der Energiewirtschaft besteht eine hohe Dringlichkeit, diesen Trend fortzusetzen. Dafür hat die Bundesregierung im Jahr 2020 einen Kohleausstieg bis 2038 verhandelt. Im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung wird die Motivation formuliert, den Kohleausstieg idealerweise auf 2030 vorzuziehen. In diesem Fall würde ein signifikanter Teil süddeutscher Erzeugungsleistung stillgelegt, die derzeit für die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit genutzt wird.
- Dekarbonisierung des Wärme- und des Verkehrssektors: Mit Blick auf die historische Emissionsentwicklung ist es notwendig, die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und des Straßenverkehrs signifikant zu beschleunigen. Nach aktuellem Stand der Technik wird dies voraussichtlich am kostengünstigsten durch eine umfassende Elektrifizierung beider Sektoren erfolgen. Daraus ergeben sich neue Anforderungen an das Stromsystem, insbesondere hinsichtlich der Integration einer Vielzahl neuer Verbrauchseinheiten mit erheblichen aggregierten Leistungen. Neben den technischen Voraussetzungen haben die Bürgerproteste im Jahr 2023 gezeigt, dass auch aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz Anforderungen an die Art und Weise der Gestaltung des Transformationsprozesses gestellt werden. Denn diese beiden Sektoren berühren die Lebenswirklichkeit der Bevölkerung unmittelbarer als die Stromerzeugung.
- Integration Erneuerbarer Energien: Wie in Abbildung 3 dargestellt, werden die Erzeugungskapazitäten Erneuerbarer Energien deutlich zunehmen. Die Integration der Energiemengen erfordert eine neue Größenordnung der Flexibilisierung verschiedener Systemelemente. Darüber hinaus erfordern die grundlegenden Eigenschaften Erneuerbarer Energien (z. B. Variabilität, eingeschränkte Prognostizierbarkeit und steile Rampen) Anpassungen verschiedener Markt- und Regulierungsprozesse. Der Anpassungsbedarf betrifft unter anderem das Fördersystem für Erneuerbare Energien, die regulatorischen Vorgaben für den Ausbau und die Digitalisierung der

Übertragungs- und Verteilnetze sowie die organisatorischen Prozesse des Netzbetriebs, insbesondere des Redispatches.

- **H₂-MARKTHOCHLAUF:** Es gibt einen relativ breiten Konsens, dass Wasserstoff für die Dekarbonisierung der Energieversorgung und industrieller Prozesse eine entscheidende Rolle spielen wird. Dieser Konsens wird durch viele Studien untermauert. Wie diese Rolle im Einzelnen aussehen wird, ist jedoch mit erheblichen Ungewissheiten behaftet, da sich die technoökonomischen Eigenschaften von Wasserstoff wesentlich von denen des Erdgases unterscheiden. Unter anderem ist unklar, welche Mengen bis wann heimisch produziert und welche Mengen importiert werden. Einer der Beweggründe für den Umbau des Stromsystems sind die Erfahrungen mit der Unterbrechung der Versorgung mit russischem Erdgas nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine. Daraus erwachsen Anforderungen an die Exportländer des Wasserstoffs. Die Unklarheit der verfügbaren Wasserstoffmenge speist sich unter anderem aus der Ungewissheit über den Preis. Eine Reihe von Studien kalkuliert eine Bandbreite an Gestehungskosten für grünen und blauen Wasserstoff. Auf einem Markt sind die Gestehungskosten jedoch lediglich ein rudimentärer Indikator für die erwartbaren Marktpreise. Die Preise bilden sich nach Angebot und Nachfrage und orientieren sich am Grenzanbieter. Schließlich gibt es viele Förderländer von Erdöl, deren Förderkosten signifikant unter den Weltmarktpreisen liegen.
Wasserstoff hat zudem ein höheres Volumen pro Energieeinheit im Vergleich zu Erdgas. Daraus folgt, dass für ein vergleichbares Maß an kurzfristiger Versorgungssicherheit die Speicherung von Wasserstoff relevant wird.
Auch bei der zukünftigen Verwendung des Wasserstoffs gehen die Meinungen auseinander. Während eine breite Mehrheit wissenschaftlicher Analysen zeigt, dass Wasserstoff in der Wärmeversorgung eine untergeordnete Rolle spielen wird, gehen andere davon aus, dass Wasserstoff Erdgas mit Abstrichen ersetzen wird. Aus ökonomischer Sicht ist das Ausmaß der Nutzung eine Frage der Infrastruktur und des Preises im Vergleich zu den verfügbaren Substituten. Derzeit sehen wir eine Reihe von Innovationen in den Sektoren Strom, Verkehr und Wärme, die für die Allokation von Wasserstoff relevant werden könnten.
- **H₂-TECHNOLOGIEVERFÜGBARKEIT UND -SICHERHEIT:** Die neue Rolle von Wasserstoff in der Stromversorgung könnte verschiedene systemische Risiken mit sich bringen. Die Sicherheit der Wasserstoffversorgung und -speicherung wurde bereits im vorigen Abschnitt angesprochen. Darüber hinaus bestehen bei den ersten

Generationen von H₂-Turbinen Risiken, die mit jeder neuen Technologie verbunden sind. Wasserstoff ist besonders reaktionsfreudig und hat einen hohen Brennpunkt. Zudem gibt es derzeit noch keine umfassenden Erfahrungen mit H₂-Kraftwerken in den relevanten Größenordnungen. Wir wissen nicht, wie sich die verschiedenen Materialien nach einigen Jahren der Nutzung verhalten werden. Wenn das zukünftige Stromsystem ausschließlich von der Verfügbarkeit des Wasserstoffs und der Zuverlässigkeit der Technologien abhängt, muss sichergestellt werden, dass das Risiko kalkulierbar ist.

Die aufgezeigten Themen sind durch starke Interdependenzen gekennzeichnet. Sie sollten daher idealerweise durch ein zielführendes Marktdesign integriert gelöst werden. Die derzeitigen Rahmenbedingungen stehen einer Lösung jedoch durch eine Reihe von Friktionen und Fehlanreizen entgegen.

2.3 DIE WIRKUNGEN AKTUELLER RAHMENBEDINGUNGEN

Das regulatorische und politische Umfeld beeinflusst das Verhalten der Marktakteure. Anreize für wirtschaftliches Handeln basieren sowohl auf Marktsignalen in Form von Preisen als auch auf regulatorischen Vorgaben. Diese Vorgaben können erwünschte Entwicklungen fördern oder hemmen.

Ein wesentliches ökonomisches Konzept für die Analyse der Rahmenbedingungen, das sich durch dieses Kapitel und die gesamte Studie zieht, ist das Verständnis von Opportunitätskosten.

INFOBOX: OPPORTUNITÄTSKOSTEN

Opportunitätskosten spielen bei der Entscheidungsfindung eine entscheidende Rolle. Dies gilt sowohl für unternehmerische als auch für politische Entscheidungen.

Opportunitätskosten beschreiben in erster Linie den Wert der besten Alternative, auf die aufgrund einer Entscheidung verzichtet wird. Wird z. B. entschieden, eine neue Technologie zu fördern, kann das Geld nicht mehr für andere politische Maßnahmen verwendet werden.

Bei der Gestaltung von Rahmenbedingungen und beim Agieren innerhalb dieser Rahmenbedingungen ist es notwendig, Opportunitätskosten zu berücksichtigen. Der Begriff „Wert der Alternative“ ist jedoch sehr weit gefasst. So umfassen

Opportunitätskosten auch Pfadabhängigkeiten, die durch politische Entscheidungen eingegangen werden. Deren langfristige Folgen sind zum Zeitpunkt der Entscheidung kaum absehbar. Dennoch sollten die Opportunitätskosten vor einer Entscheidung möglichst vollständig erfasst werden.

Opportunitätskosten sind in der Wirtschaft bei allen Transaktionen relevant, da sie die Preisbildung beeinflussen. Kann ein Akteur z.B. auf den jeweiligen Märkten einen Preis für den Brennstoff und ein CO₂-Zertifikat erzielen, so wird er diese Inputfaktoren nur dann für die Stromerzeugung einsetzen, wenn er mit dem Verkauf des Stroms einen mindestens vergleichbaren Deckungsbeitrag erzielen kann.

Ein Verbraucher wird ein Produkt nur dann konsumieren, wenn der individuell wahrgenommene Nutzen größer ist als der Nutzen eines alternativen Produktes, das dafür nicht konsumiert wird. Damit eine Transaktion zu einem bestimmten Preis zustande kommt, ist es notwendig, dass die Akteure dem Produkt einen unterschiedlichen Nutzen zuschreiben.

Diese scheinbar triviale Logik ist das Grundmuster aller wertschöpfenden Marktprozesse. Sie koordinieren Transaktionen unterschiedlicher Produkte auf unterschiedlichen Märkten zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Diese Interdependenzen werden durch die dezentralen Koordinationsmechanismen der Preissignale nutzenmaximierend organisiert (unsichtbare Hand des Marktes).

In diesem Kapitel diskutieren wir die Auswirkungen von drei aktuellen Rahmenbedingungen auf die Fähigkeit der Marktakteure, die Transformationsphase konstruktiv zu bewirtschaften:

- Politisch gesetzte Fehlanreize
- Ungewissheit über zukünftige Entwicklungen
- Umgang mit zunehmender Komplexität

Um die Auswirkungen dieser Rahmenbedingungen darzustellen, ist es notwendig, die zugrunde liegenden Konzepte in drei Unterabschnitten näher zu beleuchten.

2.3.1 Hintergrund politischer Fehlanreize

Anreize spielen im Wirtschaftsgeschehen eine entscheidende Rolle für die Koordination von Marktakteuren und für die Erreichung politischer Ziele. Die Entscheidungsfindung von Marktakteuren berücksichtigt viele Aspekte.

Vereinfachend können wir jedoch davon ausgehen, dass sie im Wesentlichen eine Form von Kosten-Nutzen-Analyse verwenden, die neben einer Vielzahl von Aspekten vor allem wirtschaftliche Faktoren hoch gewichten. Die Anreize für Entscheidungsträger in Unternehmen basieren in der Regel auf wirtschaftlichen Unternehmenskennzahlen.

Stark vereinfacht können Anreize belohnend oder bestrafend wirken. So signalisieren hohe Preise, dass es sich lohnt, das Angebot auszuweiten. Steuern und Abgaben auf bestimmte Produkte verringern den Ertrag und signalisieren damit, dass diese Aktivitäten weniger attraktiv sind und reduziert werden können.

Fehlanreize führen zu unerwünschten Ergebnissen. Beispielsweise können Fehlanreize zu Entscheidungen führen, die für einzelne Unternehmen vorteilhaft sind, aber negative Auswirkungen für die Wirtschaft als Ganzes und die Gesellschaft haben.

Zieladäquate Anreize wirken sich im Hinblick auf das angestrebte Ziel sowohl für Einzelinteressen als auch für die Volkswirtschaft bzw. die Gesellschaft als Ganzes positiv aus. Sie bringen die einzelwirtschaftlichen Interessen in Einklang mit der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt. Wenn beispielsweise Preise ansteigen und profitorientierte Unternehmen angereizt sind, mehr zu produzieren, wirken sie damit dem Preisanstieg entgegen, wovon ebenfalls die Konsumenten profitieren. Dadurch stellt sich ein neues Marktgleichgewicht ein, von dem sowohl Unternehmen als auch Verbraucher profitieren.

Das Setzen politischer oder regulatorischer Anreize basiert üblicherweise auf einer positiven Intention der politischen Entscheidungsträger. Das bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass die resultierende Anreizwirkung der Intention der Entscheidungsträger entspricht. Es ist ein Trugschluss, Maßnahmen nach ihrem Ziel zu bewerten. Sie sollten nach ihrer Wirkung bewertet werden.

Anreize wirken vielschichtig und sind in ihrer Ausgestaltung häufig komplex. Einzelne politische Äußerungen können bereits eine Anreizwirkung entfalten, ohne dass es den Entscheidungsträgern bewusst ist, was durch die Aussagen ausgelöst wird. In diesem Fall spricht man von unbeabsichtigten Konsequenzen (engl. unintended consequences).

Ein ökonomisches Feld, das sich mit den Auswirkungen von Anreizsituationen beschäftigt, ist die Spieltheorie. Wenn das Verhalten eines Akteurs vom Verhalten eines anderen Akteurs abhängt, können spieltheoretische Überlegungen hilfreiche Erkenntnisse generieren. Denn strategische Überlegungen sind Bestandteil der Entscheidungsfindung rationaler Marktakteure. Das wohl bekannteste Beispiel für spieltheoretische

Überlegungen ist das Gefangenendilemma. Die Erkenntnisse können bei der Entscheidungsfindung in bestimmten Konstellationen und bei der Analyse von Anreizwirkungen hilfreich sein.

INFOBOX: DAS GEFANGENENDILEMMA

Das Gefangenendilemma ist ein Gedankenexperiment, mit dessen Hilfe Anreizwirkungen untersucht werden können, um die rationale Entscheidungsfindung unter Unsicherheit zu unterstützen.

Zwei Ganoven werden von der Polizei in zwei getrennten Zellen festgehalten, damit sie nicht miteinander kommunizieren können. Der Polizist stellt die Ganoven vor eine Entscheidung: Wenn beide Ganoven schweigen, also miteinander kooperieren, dann hat die Polizei nur genug Beweise, um sie jeweils für ein Jahr einzusperren. Wenn beide Ganoven gestehen (also nicht miteinander kooperieren), werden sie für jeweils drei Jahre eingesperrt. Wenn ein Ganove den anderen verrät und der andere schweigt, dann wird der „Verräter“ freigelassen und der andere Ganove erhält zehn Jahre.

Die zu treffende Entscheidung kann mithilfe einer Entscheidungsmatrix dargestellt werden. Sie analysiert, ob die beiden Ganoven miteinander kooperieren sollten oder ob es besser wäre, sich unkooperativ zu verhalten.

		Ganove A	
		kooperieren	nicht kooperieren
Ganove B	koop.	1 / 1	0 / 10
	nicht koop.	10 / 0	3 / 3

Da die beiden Ganoven nicht wissen, wie sich der jeweils andere Ganove verhalten wird, können sie gedanklich zwei Szenarien durchspielen:

- **SZENARIO 1 – GANOVE A SCHWEIGT:** Wenn Ganove B ebenfalls schweigt, wird er für ein Jahr eingesperrt. Wenn Ganove B jedoch gesteht (nicht mit Ganove A kooperiert), wird er freigelassen. In dem Szenario, in dem Ganove A sich kooperativ verhält und schweigt, wäre es also für den Ganoven B rational, sich

unkooperativ zu verhalten und zu gestehen, denn dann würde er freigelassen, anstatt für ein Jahr ins Gefängnis zu wandern.

- **SZENARIO 2 – GANOVE A GESTEHT:** Wenn Ganove B schweigt (sich also gegenüber seinem Komplizen kooperativ verhält), erhält er zehn Jahre. Wenn Ganove B ebenfalls gesteht, erhält er lediglich drei Jahre. Wenn Ganove A gesteht, was Ganove B zum Zeitpunkt der Entscheidung jedoch nicht mit Sicherheit weiß, wäre es für Ganove B demnach vorteilhaft, ebenfalls zu gestehen, um seine Gefängnisstrafe von zehn auf drei Jahre zu reduzieren.

Es zeigt sich anhand der spieltheoretischen Analyse, dass unkooperatives Verhalten, unabhängig vom Verhalten des anderen Ganoven, die vorteilhafte Entscheidung, bzw. die dominante Strategie ist.

Das vertrackte an dieser Entscheidungssituation ist, dass die beidseitige Kooperation zu einer Minimierung der gemeinsamen Gefängniszeit führen würde. Es wäre somit für die „Ganoven-Gesellschaft“ vorteilhaft zu kooperieren.

Aus der individuellen Perspektive ist es jedoch in jedem Szenario rational, nicht zu kooperieren. Dieses suboptimale Gleichgewicht wird als Nash-Gleichgewicht bezeichnet. In diesem Gleichgewicht kann sich kein Akteur besserstellen, wenn er einseitig sein Verhalten ändern würde.

Als eine spezielle Form des Gefangenendilemmas kann das Free-Rider-Problem verstanden werden. Free-Riding-Verhalten tritt auf, wenn Akteure von einer Ressource profitieren, sich aber nicht an der Finanzierung beteiligen. Aufgrund der niedrigeren Nachfrage werden die Preissignale verzerrt, was zu einer geringen Bereitstellung der Ressource führt als es gesamtgesellschaftlich optimal wäre. Durch das unkooperative Verhalten beim Free Riding stellt sich daher ein Nash-Gleichgewicht ein, das zu gesellschaftlich suboptimalen Wohlfahrtseffekten führt.

Selbst für wohlwollende Akteure ist es in diesem Fall rational, sich nicht kooperativ zu verhalten. Diese Beispiele zeigt, dass für Verhaltensanreize die gesetzten Rahmenbedingungen entscheidend sind und man sich nicht auf die Haltung der Akteure verlassen sollte.

Im Gefangenendilemma stellt der Polizist eine Anreizsituation her, in der es für die Ganoven rational ist, sich unkooperativ zu verhalten. Ein gutes Marktdesign hat das entgegengesetzte Ziel. Selbst Akteure, denen gesellschaftliche Belangen nicht wichtig sind, werden durch ein zieladäquates Marktdesign angereizt sich aus Eigeninteresse zielkonform zu verhalten.

Die Kunst des Marktdesigns ist es demnach, Rahmenbedingungen zu kreieren, in denen Akteure angereizt werden, sich im Sinne der Gesellschaft bzw. der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt, kooperativ zu verhalten und ein Free Riding unterbleibt. Das ist beispielsweise der Fall, wenn Märkte sich durch ein hohes Maß an Wettbewerb auszeichnen.³

EIN ZIELADÄQUATES
MARKTDESIGN REIZT AKTEURE
ZU EINEM WOHLFAHRTS-
STEIGERNDEN VERHALTEN AN.

Wenn im Gegensatz dazu Rahmenbedingungen geschaffen werden, in denen es rational ist, sich unkooperativ zu verhalten, handelt es sich um Fehlanreize. Denn in diesen Rahmenbedingungen profitieren Wirtschaftsakteure, indem sie sich im gesellschaftlichen Sinne unkooperativ verhalten. Das bedeutet: sie können ihren Profit auf Kosten der Gesellschaft steigern. Es ist wichtig zu betonen, dass es sich hierbei nicht um eine aversive Absicht handelt, sondern um ein rationales Verhalten als Konsequenz der gegebenen Rahmenbedingungen.

In begrenztem Maße können die suboptimalen Ergebnisse, die von Fehlanreizen ausgehen, toleriert werden. In der Regel werden jedoch Anpassungen notwendig, um den Wohlfahrtsverlust in Grenzen zu halten.

Beispiel für suboptimale Rahmenbedingungen: Unterdeckte EE-Auktionen

Seit vielen Jahren sind die Auktionen für den Windenergieausbau regelmäßig unterdeckt. Es besteht demnach kein ausreichender Wettbewerb um die Förderung. Die teilnehmenden Akteure verhalten sich rational und damit profitmaximierend. Konsequenterweise orientieren sich die Gebote nicht an den Stromgestehungskosten, sondern am administrativ gesetzten Höchstwert. Der Höchstwert ist also nötig, um die Gebote der Marktakteure zu begrenzen.

Der Nachteil dieses regulatorischen Eingriffs in Form eines Höchstwertes ist eine reduzierte Agilität mit Blick auf das weitere Marktumfeld. Wie wir in den letzten Jahren beobachten konnten, können sich die Höhe der Inflation, die Qualität der globalen Lieferketten und die Höhe der Kapitalkosten (aufgrund von Zinsanpassungen) kurzfristig ändern.

Feste Gebotsobergrenzen reflektieren diese Änderungen nicht. Folglich werden regelmäßige Nachjustierungen benötigt, um den geänderten Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Bei diesen administrativen

³ Gibt es hingegen marktmächtige Akteure, so haben diese die Möglichkeit, das Marktergebnis so zu beeinflussen, dass sie auf Kosten der Gesellschaft besser dastehen.

Anpassungen gibt es jedoch stets einen Zeitverzug und unvollständige Informationen auf Seiten der Regulierung. Zudem führen regulatorische Anpassungen stets zu Ungewissheiten für die betroffenen Wirtschaftsakteure.

INFOBOX: INFORMATIONSSASYMMETRIEN

Der Zugang zu Informationen unterscheidet sich zwischen Marktakteuren und politischen Entscheidungsträgern. Detailinformationen offenbaren sich nur, wenn man in der konkreten Situation ist, einen Vertrag zu verhandeln. Üblicherweise verändern sich die Vertragsbedingungen im Laufe von Verhandlungen. Auch hierbei ist Wettbewerb hilfreich, um die wahren Kosten und Konditionen zu offenbaren. Eine erstmalige Abfrage von Informationen kann folglich nicht die „wahren Informationen“ aufzeigen, sondern lediglich die gewünschten Konditionen.

Hinzu kommt, dass Marktakteure keine Anreize haben, die wahren Informationen mit politischen Entscheidungsträgern zu teilen. Denn Wettbewerb und Kostendruck sind unangenehm, aber notwendig, um Kosteneffizienz und Fortschritt zu motivieren. In Richtung der politischen Entscheidungsträger werden jedoch eher Informationen kommuniziert, mit denen sich Unternehmen wohler fühlen. Das geschieht nicht zwangsläufig aus böser Absicht heraus, sondern aus dem Wunsch angenehmer Rahmenbedingungen. Ohne Wettbewerb können die wahren Konditionen also definitionsgemäß nicht offenbart werden.

Regulatorische Rahmenbedingungen, die aufgrund der unvollständigen Informationen festgelegt werden, können naturgemäß nicht volkswirtschaftlich, bzw. gesellschaftlich ideal sein. Selbst wenn alle betroffenen wirtschaftlichen und politischen Akteure nach bestem Wissen und Gewissen agieren.

Aufgrund der Informationsasymmetrien kann naturgemäß nicht der ideale Höchstwert der EE-Auktion festgelegt werden, sondern lediglich ein Höchstwert, der „gut genug“ ist. Die Folgen sind im Fall eines zu gering gewählten Höchstwertes weitere Unterdeckungen, oder im Fall eines zu hoch gewählten Höchstwertes höhere Margen für die Marktakteure auf Kosten der Gesellschaft.⁴ In anderen Worten handelt es sich bei administrativen Festlegungen stets um Abwägungen (engl. Trade-Offs) und nicht um optimale Festlegungen. Durch politische Einflussnahme wird das Ausmaß an Suboptimalität potenziell noch weiter gesteigert.

⁴ Im Fall von EE-Auktionen sind selbstverständlich eine Vielzahl von Rahmenbedingungen für die Wettbewerbsintensität verantwortlich (beispielsweise Genehmigungsprozesse).

Wenn es ein ausreichendes Maß an Wettbewerb geben würde, dann würden die im Wettbewerb stehenden Akteure die neuen Rahmenbedingungen (Lieferketten, Zinssätze, etc.) in ihren Geboten berücksichtigen und der Wettbewerb würde dafür sorgen, dass die Förderkosten lediglich um die absolut notwendige Höhe ansteigen würden.

Eine unzureichende Wettbewerbsintensität ist demnach ein Beispiel für suboptimale Rahmenbedingungen, die eine Form von Fehlanreiz darstellen können. Die notwendigen regulatorischen Eingriffe aufgrund von suboptimalen Rahmenbedingungen sind notwendigerweise ein Trade-Off und erfordern in der Regel weitere Eingriffe, die sich naturgemäß noch weiter von idealen Marktergebnissen entfernen.

Die politische Kommunikation des Kohleausstiegs

Im Koalitionsvertrag 2021 (Bundesregierung, 2021) wurde das Ziel formuliert, den Kohleausstieg „idealerweise“ auf 2030 vorzuziehen.⁵ „Idealerweise“ impliziert einen Grad an Unsicherheit, der sich vermutlich auf Auswirkungen auf die Versorgungs- und Systemsicherheit bezieht. Im Koalitionsvertrag wird im Abschnitt „Marktdesign“ zudem angekündigt, „technologieoffene Kapazitätsmechanismen“ prüfen zu wollen.

Für potenzielle Investoren in steuerbare Kapazitäten stellt sich die Frage, ob sie mit Blick auf den möglichen Ausstiegszeitpunkt 2030 investieren sollten oder nicht. Die Wirkung von Unsicherheit auf Investoren diskutieren wir im nächsten Abschnitt. An dieser Stelle setzen wir uns primär mit der Anreizwirkung dieser Ankündigung auseinander. Die Herausforderung liegt darin, dass die Investitionsentscheidung aufgrund langer Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten getroffen werden muss, bevor die Entscheidung zum vorgezogenen Kohleausstieg feststeht. Die Komplexität der Investitionsentscheidung wird dadurch gesteigert, dass die Entscheidungen über den Kohleausstieg und über Neuinvestitionen sich gegenseitig beeinflussen, aber auf dem Zeitstrahl entkoppelt sind.

Es stellt sich die Frage, wie die Ankündigung der politischen Ziele von Unternehmen aus spieltheoretischer Sicht interpretiert werden können. Schließlich wäre es aus politischer Sicht wünschenswert, wenn sich die Unternehmen kooperativ verhielten und ihre Investitionspläne mit Blick auf den angekündigten vorgezogenen Kohleausstieg so anpassten, dass ein früherer

⁵ Gesetzlich verankert ist zum Zeitpunkt der Studiererstellung der Kohleausstieg 2038, der von der Vorgängerregierung verhandelt wurde.

Ausstieg möglich wird. So oder so ähnlich könnte die politische Wunschvorstellung aussehen.

Aus Unternehmenssicht, unter Berücksichtigung spieltheoretischer bzw. strategischer Überlegungen, ergeben sich jedoch andere Abwägungen. Auf den ersten Blick ergeben sich zwei Dimensionen: Kooperation vs. Nicht-Kooperation und vorgezogener Kohleausstieg vs. Beibehaltung des Ausstiegsdatums.

Die Situation stellt sich in diesem Fall allerdings etwas komplizierter dar als im ursprünglichen Gefangendilemma. Denn es gibt zusätzlich eine Zeitdimension, die insbesondere die politischer Verantwortlichen unter Druck setzen kann. Und es gibt von Seiten der Unternehmen die Signalwirkung durch Investitionstätigkeit bzw. das Ausbleiben von Investitionen. Letzteres kann politische Entscheidungsträger ebenfalls unter Druck setzen. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Aspekte könnten die Überlegungen auf Seiten der Unternehmen (stark vereinfacht) beispielweise folgendermaßen aussehen:

- **SZENARIO 1 – FRÜHZEITIGER KOHLEAUSSTIEG:**
 - Kooperation: Neuinvestitionen könnten sich im Idealfall trotz beschleunigtem EE-Ausbau rechnen.
 - Nicht kooperieren: Bei Investitionszurückhaltung wird der Markt knapper und die verbleibenden Kraftwerke erwirtschaften höhere Deckungsbeiträge.
 - In diesem Vergleich hat die Investitionszurückhaltung ein geringeres Risiko und möglicherweise eine höhere Rendite.
- **SZENARIO 2 – BEIBEHALTUNG DES KOHLEAUSSTIEGS:**
 - Kooperation: Neuinvestitionen sind aufgrund von Überkapazitäten nicht profitabel.
 - Nicht kooperieren: Die Investitionszurückhaltung bedeutet eine Beibehaltung der bisherigen Strategie.
 - Auch in diesem Vergleich ist die Investitionszurückhaltung die rationale Entscheidung, da sie das Risiko für Fehlinvestitionen reduziert.

Die Investitionszurückhaltung, bzw. das unkooperative Verhalten, ist also unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen die dominante Strategie. Dies liegt nicht daran, dass die Unternehmen nicht investieren wollen, sondern daran, dass die Rahmenbedingungen es aus rationaler Sicht attraktiver machen, nicht zu investieren und dies auch zu signalisieren.

Aufgrund der politisch gesetzten Anreize kommt es zu einem Nash-Gleichgewicht (siehe Infobox zum Gefangenendilemma), bei dem die

Unternehmen ihre Investitionen zurückhalten (Attentismus) und es beim ursprünglichen Kohleausstieg bleibt.

Es gibt jedoch noch einen Anreiz, der den bereits bestehenden Trend verstärkt. Durch die Signalwirkung, die von der Investitionszurückhaltung der Unternehmen ausgeht, und den Zeitdruck, unter dem die Politik steht, ist es leicht, die Politik zu motivieren, die Investitionsbereitschaft durch die Bereitstellung von Finanzmitteln zu erhöhen. Von politischer Seite wurde diese Bereitschaft bereits im Koalitionsvertrag mit der angestrebten Prüfung von Kapazitätsmechanismen signalisiert.

Unter Berücksichtigung dieser politischen Signale – des Wunsches eines vorgezogenen Kohleausstiegs und der Bereitschaft über Kapazitätzahlungen nachzudenken – ist die spieltheoretische Interpretation der politischen Zielformulierung eindeutig: "Wenn ihr nicht investiert, bezahlen wir euch eben für die Investitionen."

DIE KOMMUNIKATION UND DIE ORGANISATION DES KOHLEAUSSTIEGS SCHAFFEN FEHLANREIZE, DIE DER INVESTITIONSBEREITSCHAFT UND DEM KOHLEAUSSTIEG ENTGEGENWIRKEN.

Diese politische Botschaft sendet aus spieltheoretischer Sicht ein klares Anreizsignal an Unternehmen: „Investiert auf keinen Fall, oder Euch entgehen Fördergelder!“ Auf diese Weise reduzieren Diskussionen um fixe Ausstiegsdaten in Kombination mit dieser Art der politischen Kommunikation die Wahrscheinlichkeit, dass der effektive Kohleausstieg möglichst friktionsfrei erreicht werden kann.

Die Investitionszurückhaltung von Seiten der Unternehmen ist daher eine rational nachvollziehbare Konsequenz der bestehenden Rahmenbedingungen. In Abschnitt 6.1 diskutieren, wir ein alternatives Vorgehen zur Dekarbonisierung. Zunächst wenden wir uns jedoch den bestehenden Unsicherheiten zu, die ebenfalls einen Einfluss auf das (ausbleibende) Investitionsverhalten haben.

2.3.2 Die Auswirkungen der bestehenden Ungewissheiten

In diesem Abschnitt beschäftigen wir uns mit dem Maß an Ungewissheit, dem potenzielle Investoren aufgrund der gegebenen Rahmenbedingungen derzeit ausgesetzt sind. Wir zeigen auf, welche Auswirkungen die bestehenden Ungewissheiten bei der aktuellen Investitionszurückhaltung haben.

Einerseits können politische Entscheidungen und gesetzte Rahmenbedingungen die Ungewissheiten erhöhen. Andererseits kann das Fehlen politischer Entscheidungen in einigen Fällen Ungewissheit aufrechterhalten, die Investitionen erschweren.

Bei der Ausgestaltung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen sollte es das Ziel sein, berechenbare Rahmenbedingungen zu schaffen, die von Marktakteuren bewirtschaftet werden können. Wenn Allokationsaufgaben vom Markt in den politischen Entscheidungsprozess verlagert werden, steigen zwangsläufig die Ungewissheiten, da diese Rahmenbedingungen jederzeit nachjustiert und neu verhandelt werden können. Zudem steigt in der Regel die Notwendigkeit für unkalkulierbare Folgeeingriffe.

Wir besprechen im ersten Schritt in welcher Hinsicht sich Ungewissheit konzeptionell von den anderen Formen von Unsicherheit unterscheidet. Danach diskutieren wir aktuell bestehende Ungewissheiten.

Die Logik von Unsicherheit

Entscheidungen finden stets unter Unsicherheit statt, da die Zukunft nicht vorhersehbar ist. Das gilt in besonderem Maße für energiewirtschaftliche Investitionsentscheidungen aufgrund ihrer Kapitalintensität und der langen Amortisierungszeiten. Im vorherigen Abschnitt haben wir bereits diskutiert, dass die aktuellen Rahmenbedingungen als Fehlanreize wirken können, die zu Investitionszurückhaltung führen. Das derzeit bestehende Maß an Ungewissheit kann eine weitere Erklärung darstellen, die sich konzeptionell von den Auswirkungen von Fehlanreizen unterscheidet.

Eine natürliche menschliche Reaktion auf Unsicherheit ist der Wunsch nach mehr Kontrolle, um das gefühlte Maß an Sicherheit zu erhöhen. Im energiepolitischen Sinne bedeutet das üblicherweise mehr Eingriffe in Marktprozesse. Die Frage ist jedoch, ob die jeweilige Reaktion mit Blick auf die zugrundeliegende Unsicherheit sinnvoll ist, oder ob es zielführende Möglichkeiten gibt, die konkreten Aspekte der Unsicherheit zu adressieren.

Wir gehen dieser Frage nach, indem wir im ersten Schritt die verschiedenen Konzepte von Unsicherheit besprechen. Anschließend zeigen wir die Auswirkungen einiger energiewirtschaftlichen Unsicherheitsfaktoren auf.

INFOBOX: KATEGORIEN VON UNSICHERHEIT

Die Klassifizierung von und der Umgang mit Unsicherheit geht auf Knight (1921) zurück und hängt von der Art und dem Umfang der Informationen ab, die zum Zeitpunkt einer Entscheidung verfügbar sind. Hierbei lassen sich zwei Dimensionen von Informationen unterscheiden: Sind die möglichen Auswirkungen bekannt und können ihre Wahrscheinlichkeiten zu einem ausreichend hohen Maße abgeschätzt werden.

		Ereignisse	
		bekannt	unbekannt
Wahrscheinlichkeit	bekannt	Risiko	
	unbekannt	Ungewissheit	Unwissbarkeit

Aus logischen Gründen können wir den Fall ausschließen, dass die möglichen Auswirkungen zwar unbekannt, ihre Wahrscheinlichkeiten aber bekannt sind. Folglich kann der Oberbegriff Unsicherheit konzeptionell in drei Kategorien unterteilen: Risiko, Ungewissheit und Unwissbarkeit.

- **RISIKO:** Wenn die möglichen Ergebnisse hinreichend beschreibbar sind und ihre Wahrscheinlichkeiten beispielweise auf Basis empirischer Daten sinnvoll abgeschätzt werden können, dann handelt es sich um eine risikobehaftete Entscheidung. Die meisten kurz- bis mittelfristigen Entscheidungen des Wirtschaftsgeschehens finden unter Risiko statt. Sie sind berechenbar, aber es gibt keine Garantien auf ein positives Ergebnis. Üblicherweise wächst der potenziell erzielbare Profit mit dem Maß an Risiko, das mit einer Entscheidung eingegangen wird. Denn einige Akteure sind nicht bereit dazu, ein höheres Maß an Risiko zu tragen, weswegen folglich der Wettbewerb sinkt und die erzielbaren Profite von risikobereiten Akteuren steigen.
- **UNGEWISSHEIT:** Wenn die möglichen Ergebnisse hinreichend gut beschrieben werden können, aber es nicht möglich ist, mithilfe belastbarer Daten oder Methoden ihre Wahrscheinlichkeiten abzuschätzen, dann handelt es sich um Ungewissheit. Üblicherweise sind politische Entscheidungen nicht berechenbar. Das gilt insbesondere für längere Zeiträume. Daher sind stabile

politische Rahmenbedingungen entscheidend für das Investitionsklima. Das Gegenbeispiel sind rückwirkende Veränderungen. Sie sind eine extreme Form unberechenbarer politischer Entscheidungen und sehr schädlich für das Investitionsklima.

- **UNWISSBARKEIT:** Wenn sich weder die möglichen Ereignisse noch ihre Wahrscheinlichkeit abschätzen lassen, dann sprechen wir von Unwissbarkeiten. Sie sind auch bekannt als „unknown unknowns“. Wenn ihre Konsequenzen eine sehr hohe Tragweite, beispielsweise für eine ganze Industrie haben, dann werden sie auch „schwarze Schwäne“ bezeichnet. Technologische Disruptionen können in diese Kategorie einsortiert werden.

Indem Entscheidungssituationen konzeptionell sinnvoll eingeordnet werden, können die zu treffenden Entscheidungen zielführender getroffen werden. Diese Kategorisierung stellt somit die Grundlage für die Entscheidungsfindung unter Unsicherheit dar. Je mehr Informationen verfügbar sind und je höher der Einfluss dieser Informationen auf das Ergebnis ist, desto besser lässt sich die Unsicherheit marktwirtschaftlich bewirtschaften.

Wir legen in diesem Abschnitt den Fokus auf Ungewissheiten, da der Umgang mit Risiken zum normalen Wirtschaftsgeschehen gehört.

Politische Entscheidungen können eine große Rolle dabei spielen, Ungewissheiten für Investoren zu beeinflussen. Zum einen kann das Ausbleiben von Entscheidungen zur Schaffung langfristig stabiler Rahmenbedingungen Ungewissheit erhöhen. Zum anderen verstärken kurzfristige Interventionen die Ungewissheit, da sie kurz- und langfristige Auswirkungen auf die Fähigkeit der Investoren haben, Erwartungen zu bilden. Ohne kalkulierbare Erwartungen können keine rationalen Investitionsentscheidungen getroffen werden. Mit Blick auf Aktiengesellschaften ist es beispielsweise die Aufgabe des Aufsichtsrates, die Ratio hinter den Entscheidungen zu prüfen.

Im Folgenden besprechen wir einige ausgewählte Beispiele von Ungewissheiten, die einen negativen Einfluss auf das aktuelle Investitionsgeschehen haben können. Wir diskutieren einige Lösungen für die folgenden Ungewissheiten in Abschnitt 6.1.

Ankündigung des (vorgezogenen) Kohleausstiegs

Wir haben die Ankündigung des anvisierten vorgezogenen Kohleausstiegs bereits im letzten Abschnitt aus Sicht der Anreizwirkung besprochen. Ein weiterer Aspekt des Fehlanreizes liegt in der Schaffung von Ungewissheiten

durch die Ankündigung eines festen Ausstiegsdatums, auch wenn diese Festlegung auf den ersten Blick den Eindruck erwecken könnte, Ungewissheiten zu reduzieren.

Dieser Aspekt geht somit über das mögliche Vorziehen des Kohleausstiegs hinaus. Für die Erreichung der Klimaziele ist es notwendig, aus der Kohleverstromung auszusteigen, sofern der Einsatz der CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) politisch nicht gewünscht ist. Es stellt sich jedoch die Frage, wie dieser Ausstieg gestaltet werden kann, um die Versorgungssicherheit und den Wohlstand nicht unnötig zu belasten.

Ein politisch festgelegtes Ausstiegsdatum ist naturgemäß ungewiss. Denn eine (neue) Regierung kann ein zuvor festgelegtes Datum verändern. Das haben wir in Deutschland beispielsweise durch das Verschieben des Kernenergieausstiegs im Jahr 2010 erlebt. Auch Belgien hat jüngst die Laufzeit der Kernkraftwerke um weitere zehn Jahre verlängert.

Feste Ausstiegsdaten machen Investitionsentscheidungen für andere Marktakteure unberechenbar. Wenn ein neues Kraftwerk gebaut wird, das aufgrund des festgelegten Ausstiegsdatums wirtschaftlich ist, kann es durch eine Verschiebung des Ausstiegsdatums unwirtschaftlich werden. Auch in diesem Fall wirkt die Ungewissheit, wie ein Fehlanreiz. Denn die Ungewissheit für eine neue (emissionsärmere) Technologie steigt durch das Vorhandensein eines fixen Ausstiegsdatums.

Ein anschauliches Beispiel für die Steigerung von Ungewissheit durch politisch fixierte Daten ist der Emission Performance Standard (EPS) in Kapazitätsmärkten.

INFOBOX: EMISSION PERFORMANCE STANDARD IN KAPAZITÄTSMÄRKTEN

In der europäischen Strommarkttrichtlinie (2019) wurde ein Emission Performance Standard (EPS) eingeführt, der es Kraftwerken mit Emissionen über 550 g CO₂/kWh (bzw. 350 kg CO₂/kWh) nicht mehr gestattet nach Mitte 2025 in Kapazitätsmärkten teilzunehmen. Hintergrund war die Befürchtung eines fossilen Lock-ins, indem emissionsintensive Kraftwerke die erhöhten CO₂-Kosten des europäischen Emissionshandels durch höhere Kapazitätszahlungen im Kapazitätsmarkt kompensieren könnten.

Mit der jüngsten Reform der Strommarktregulierung wurde eine Ausnahmeregelung eingeführt, die es ermöglicht, die Einführung des Emissionsstandards auf Antrag bis Ende 2028 zu verschieben.

Auch im Fall des EPS wurden durch die fixe Festlegung eines Datums Ungewissheiten geschaffen. Diese Ungewissheiten erschweren Investitionsentscheidungen für emissionsarme Technologien. Polen wird wahrscheinlich von der Verschiebung der EPS-Einführung im Kapazitätsmarkt Gebrauch machen. Dadurch verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit von emissionsärmeren Technologien, in die im Hinblick auf das EPS-Datum investiert wurde. Wenn Unternehmen, die im Besitz von Kohlekraftwerken sind, hingegen Neuinvestitionen zurückgehalten haben, werden sie durch die Verzögerung des EPS-Datum belohnt. Das entspricht der zuvor diskutierten Definition eines Fehlanreizes. Zudem macht das Signalisieren der Investitionszurückhaltung die Verschiebung des Ausstiegsdatums wahrscheinlicher.

Sind dagegen betriebswirtschaftliche Rentabilitätsberechnungen für Stilllegungsentscheidungen ausschlaggebend, so reduzieren diese kalkulierbaren Rahmenbedingungen die Ungewissheiten für Investitionen. In Kapitel 6.1.1 diskutieren wir alternative Ansätze, um den Kohleausstieg zu organisieren.

Eingriffe in die Preisbildung

Die vermutlich größte Ungewissheit für Kraftwerksinvestitionen geht von Eingriffen in die Preisbildung aus, wenn fundamentale Knappheiten am Markt sichtbar werden. Aus diesem Grund fühlen sich Skeptiker marktwirtschaftlicher Anreize durch die Erlösabschöpfung während der Energiekrise bestätigt.

Die Verunsicherung der Unternehmen durch die Erlösabschöpfung ist nachvollziehbar. Die Diskussion auf europäischer Ebene, die Merit-Order durch eine Aufteilung des Strommarktes zu ersetzen, hat die Verunsicherung zusätzlich verstärkt.

Gleichzeitig ist es ebenso nachvollziehbar, dass politische Akteure sich in einer kriegsbedingten Knappheitssituation schützend vor Wirtschaft und Bevölkerung stellen wollen. Aus ökonomischer Sicht sind Eingriffe in das Marktgeschehen gerechtfertigt, wenn es Marktunvollkommenheiten gibt, die dazu führen, dass Verbraucher unnötig hoch belastet werden. Das ist üblicherweise der Fall, wenn Marktmacht ausgenutzt wird.

INFOBOX: UNBEABSICHTIGTE KONSEQUENZEN

Aus Sicht der politischen Entscheidungsträger ist es verständlich, dass sie wahrgenommene Probleme angehen wollen. Allerdings haben Eingriffe in das

Wirtschaftsgeschehen in der Regel auch unbeabsichtigte Konsequenzen. In anderen Worten: Eingriffe haben einen Preis, der zum Zeitpunkt der Entscheidung häufig nicht in vollem Umfang sichtbar ist. In diesem Sinne stellen unbeabsichtigte Konsequenzen eine Form von Opportunitätskosten dar.

Dieser Preis kann beispielsweise darin bestehen, dass eine Interessengruppe nach einer einmaligen Förderung in Zukunft nicht mehr bereit ist, ohne weitere Förderung zu investieren. So werden durch gut gemeinte Entscheidungen Pfadabhängigkeiten geschaffen. Ein weiteres Beispiel für unbeabsichtigte Konsequenzen von Markteingriffen ist der Vertrauensverlust in Marktprozesse, der weitere Eingriffe erforderlich macht. Letzteres Beispiel ist auch unter dem Namen „Ölflecktheorem“ bekannt.

Aus diesem Grund gilt in der Volkswirtschaftslehre die Regel, dass man nicht ohne eine nachgewiesene Marktunvollkommenheit in das Marktgeschehen eingreifen sollte. Denn der Preis der notwendigen Folgeeingriffe übersteigt in der Regel den Wert der positiven Wirkung, die durch den ursprünglichen Eingriff entfaltet werden sollte.

Während der Energiekrise stiegen die Energiepreise aufgrund einer Verknappung der Erdgasversorgung. Der hohe Marktpreis hat die (erwartete) Knappheit des Primärenergiebrennstoffs Erdgas widerspiegelt. Der hohe Preis hat demnach ein Knappheitssignal gesendet, wodurch ein sparsamer Umgang mit dem Brennstoff angereizt wurde. Die marktwirtschaftliche Allokationsfunktion hat unter anderem dazu geführt, dass die Verbraucher ihren Gas- und Stromverbrauch reduziert und in Alternativen investiert haben. So stieg beispielsweise die Nachfrage nach Power Purchase Agreements (PPA), und Unternehmen und Privathaushalte investierten in PV-Dachanlagen und Stromspeicher. In anderen Worten: Die Märkte haben idealtypisch auf die fundamentale Knappheit reagiert, indem das Preissignal verschiedene Lösungen angereizt hat.

DIE MÄRKTE HABEN IN DER ENERGIEKRISE IN IDEALER WEISE REAGIERT, INDEM DIE PREISSIGNALE VERBRAUCHSANPASSUNGEN UND INVESTITIONEN ANGEREIZT HABEN, SO DASS DER TATSÄCHLICHEN KNAPPHEIT SINNVOLL BEGEGNET WERDEN KONNTE.

Eingriffe in den Markt, beziehungsweise in die Preisbildung, ändern nichts an der fundamentalen Knappheit des Brennstoffs und an der Notwendigkeit, sparsam mit ihm umzugehen. Indem das Preissignal künstlich gedämpft wird, sinken jedoch die Anreize für die Lösungsfindung. Zweifelsohne sollten in solchen Phasen vulnerable Verbraucher geschützt werden. Dies geschieht jedoch

weitaus wirksamer durch die Aufrechterhaltung des Preissignals und die Gewährung von Hilfen für diejenigen Verbraucher, die nicht in der Lage sind, sich anzupassen und Gefahr laufen, in eine prekäre Lage zu geraten.

In der bisherigen politischen Diskussion über das zukünftige Marktdesign hat die Knappheit von Primärenergieträgern keine relevante Rolle gespielt. Politische Entscheidungsträger waren daher mit Blick auf angemessene Werkzeuge zum Schutz der Bevölkerung und der Wirtschaft nicht gut vorbereitet. Die Erfahrungen und Diskussionen auf deutscher und europäischer Ebene haben gezeigt, dass sich Aktionismus nicht lohnt und dass aus ihm keine nachhaltigen Lösungen erwachsen. Die Strombinnenmarkttrichtlinie und die -verordnung (2024) beinhalten keine der extremen Interventionsvorschläge, die zwischenzeitlich diskutiert wurden. Sie geben lediglich Ausgestaltungsmöglichkeiten, beispielsweise für eine Absicherungspflicht, um Verbraucher vor riskanten Beschaffungsstrategien durch „Free-Rider-Verhalten“ zu schützen. Denn Anbieter mit kurzfristigen Beschaffungspraktiken ohne Absicherung ihrer Lieferverpflichtungen haben in der Energiekrise in signifikantem Umfang Insolvenz anmelden müssen. Zukünftig sollen Unternehmen dazu angehalten werden, ihre Lieferverpflichtungen längerfristig abzusichern.

Was haben wir aus dieser Erfahrung gelernt?

- Politische Entscheidungsträger wollen aktiv werden, wenn es darum geht die Bevölkerung und Wirtschaft zu schützen.
- Die Wissenschaft sollte Lösungsvorschläge für unsichere Szenarien vorbereiten, um politische Entscheidungsträger bestmöglich zu informieren und bei der Entscheidungsfindung zu unterstützen.
- Die Märkte haben vorbildlich auf die Knappheit reagiert und geeignete Lösungen und Anpassungen angereizt.
- Mehr Erdgaskraftwerke hätten unsere Stromversorgung in Zeiten knappen Erdgases nicht sicherer gemacht.
- Und vor allem: Wir brauchen einen agilen Ansatz, um mit neuen Situationen angemessen umzugehen und aus ihnen zu lernen, ohne durch Überreaktionen, in Form von Markteingriffen, das Vertrauen in die wohlfahrtssteigernden Marktprozesse zu gefährden.

In Kapitel 6 unterbreiten wir Vorschläge, wie eine angemessene Weiterentwicklung der Märkte aussehen kann, auch mit Blick auf die Reduktion von Ungewissheiten, um die Rahmenbedingungen für Investitionen zu verbessern.

Die Verlässlichkeit des Emissionshandels

Eine besondere Form von Ungewissheit hinsichtlich möglicher Eingriffe in die Preisbildung geht von der politischen Durchhaltefähigkeit des Emissionshandels aus. Die Anzahl der verfügbaren Emissionszertifikate sinkt jedes Jahr. Für Investitionen in emissionsarme Technologien ist die Anreizwirkung des Emissionshandels entscheidend. Während der Niedrigpreisphase in den 2010er Jahren wurde die Marktstabilitätsreserve eingeführt, um das Preisniveau zu heben.

Stetig knapper werdende Zertifikate gehen erwartungsgemäß mit steigenden Preisen einher. Die Preissteigerung muss jedoch nicht kontinuierlich erfolgen, sondern kann je nach Markterwartung eine hohe Volatilität aufweisen. Bei hohen Zertifikatspreisen wurden in der Vergangenheit von verschiedenen Seiten Forderungen nach Preiseingriffen formuliert. Diese Eingriffe und Diskussionen über weitere Interventionen führen zu Ungewissheit über die Belastbarkeit des Emissionshandels.

Da die Knappheit der verfügbaren Zertifikate in den nächsten Jahren größer wird, ist davon auszugehen, dass auch die Diskussionen über weitere Interventionen zunehmen werden. Damit der Emissionshandel seine Anreizwirkung entfalten kann, ist es entscheidend, dass der Minderungspfad beibehalten wird und Markteingriffe, die über die Marktstabilitätsreserve (MSR) hinausgehen, unterbleiben.

Der Hochlauf des Wasserstoffmarktes

Eine der Möglichkeiten, die Dekarbonisierung zu unterstützen, ist die Zwischenspeicherung von regenerativ erzeugtem Strom im Energieträger Wasserstoff. Der Hochlauf eines neuen Marktes ist naturgemäß von einer großen Anzahl an fundamentalen Ungewissheiten geprägt.

- Wofür wird der Wasserstoff verwendet?
- Welche Menge wird benötigt?
- Welche Preise sind zu erwarten?
- Woher kommt der Wasserstoff?
- Wann steht wieviel Wasserstoff zur Verfügung?
- Wie und in welcher Form wird der Wasserstoff wohin transportiert?

Diese und andere Fragen hängen eng miteinander zusammen und bedingen sich gegenseitig. Beispielsweise hängt das benötigte Volumen im Wirtschaftsgeschehen üblicherweise vom Preis ab. Hier wird jedoch bereits eine

Ungewissheit deutlich. Wenn der politische Wunsch besteht, Industriezweige in Deutschland zu halten, anstatt sie in Regionen abwandern zu lassen, die günstigere Strom- und Wasserstoffpreise haben, dann folgt daraus voraussichtlich eine zeitlich unbegrenzte Fördernotwendigkeit des operativen Betriebs.

Doch wie verlässlich ist das politische Bekenntnis zur Dauersubvention für die Industrie? Beispielsweise hat die Diskussion um die Finanzierung des Klima- und Transformationsfonds (KTF) gezeigt, dass selbst eine hohe politische Motivation nicht zwangsläufig zu Sicherheit führen muss. Konsequenterweise wird es durch diese Ungewissheit auch nötig, zumindest teilweise die Umrüstkosten zu finanzieren. Wie bereits aufgezeigt, folgt auf einen Eingriff der nächste.

Die finanzielle Absicherung des Kernnetzes durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) soll privatwirtschaftliche Investitionen mithilfe eines Amortisationskontos ermöglichen. Angebotsseitig werden Importmöglichkeiten eruiert und H₂-Global soll die Fristentransformation zwischen langfristigen Lieferverträgen und kurzfristigeren Bezugsbedürfnissen der Verbraucher ermöglichen. Doch weder Investitionen in die Angebotsseite noch in die Infrastruktur können optimistisch stattfinden, ohne berechenbare Aussicht auf den Verbrauch. Eine der Motivationen für die Kraftwerksstrategie (KWS) ist es, als Nachfrager für den Wasserstoffmarkthochlauf zu fungieren. Die Details der KWS diskutieren wir in Abschnitt 5.1, an dieser Stelle werden lediglich diejenigen Ungewissheiten aufgezeigt, die Investitionen erschweren.

Ein hoher Förderbedarf erhöht automatisch die Ungewissheit im Vergleich zu einem Pfad, der aus sich heraus ökonomisch nachhaltig ist.⁶ Wenn dann noch ein hohes Maß an gegenseitigen Abhängigkeiten für den Umsetzungserfolg notwendig ist, wird es zunehmend schwieriger privatwirtschaftlich zu investieren.

DIE ABHÄNGIGKEIT VON FÖRDERUNGEN STEIGERN DIE UNGEWISSEITEN FÜR INVESTOREN.

Hinzu kommt, dass bei der operativen Nutzung viele konkurrierende Technologien technoökonomische Effizienzvorteile gegenüber Wasserstoff haben. Wenn beispielsweise Stromimport, Batteriespeicherung und Lastflexibilität verfügbar und wirtschaftlich sind, dann verdrängen sie im Strommarktgeschehen die Nutzung des Wasserstoffs. Zugleich kann eine

⁶ Für die Ungewissheit von Fördersystemen gibt es zahlreiche Beispiele. So wurde der PV-Zubau durch signifikante Förderkürzungen in den Jahren 2011 bis 2013 stark reduziert. Aufgrund des Urteils des Bundesverfassungsgerichts zum Bundeshaushalt im Jahr 2023 („KTF-Urteil“) wurde die Kaufprämie für Elektroautos kurzfristig gestrichen und der Umfang der Kraftwerksstrategie stark eingeschränkt.

höhere Nachfrage seitens der Industrie die Wasserstoffkosten für die Nutzung im Stromsektor verteuern.

Vor der Energiekrise war die Nutzung des Erdgases lediglich risikobehaftet. Durch den Krieg wurde die sichere Versorgung mit Erdgas aufgrund der mangelnden Diversifikation ungewiss, bis der diversifizierte Import in ausreichendem Maße möglich wurde. Zukünftig wird die Verfügbarkeit und der Preis von Wasserstoff ebenfalls mit Ungewissheiten behaftet sein. Denn solange es keinen liquiden Welthandel mit niedrigen berechenbaren Preisen gibt, wird die Nutzung von Wasserstoff auf Fördermaßnahmen angewiesen sein, die u. a. aufgrund der nötigen Finanzierung stets ein Maß an Ungewissheit aufweisen.

Daraus folgt im Hinblick auf den Umgang mit Ungewissheiten, dass nur solche Anwendungsfälle für Wasserstoff kalkulierbar sind, bei denen keine alternativen Dekarbonisierungsoptionen in relevantem Umfang zur Verfügung stehen.

Die Zukunft der Gebotszone

Derzeit reicht die Transportkapazität des Stromnetzes nicht aus, um das Marktergebnis der einheitlichen Gebotszone physikalisch ohne Eingriffe umzusetzen. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nutzen Redispatchmaßnahmen, um das Marktergebnis unter Aufrechterhaltung der Systemsicherheit bestmöglich zu realisieren. Dabei fallen externe Kosten u. a. in Form von Redispatchkosten an, die zu politischen Diskussionen über die Zukunft der Gebotszone auf deutscher und europäischer Ebene führen.

Die Ungewissheit über die Zukunft der Gebotszone erschwert Investitionen, da nicht berechenbar ist, in welchem Marktgebiet Einnahmen zukünftig erwirtschaftet werden können. Die politische Diskussion wird von einer Reihe offizieller und inoffizieller Quantifizierungen wie beispielsweise dem EU-Bidding-Zone-Review begleitet. Ein umfangreicher zügiger Netzausbau würde die Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone wahrscheinlicher machen. Das Tempo des Netzausbaus scheint jedoch ungewiss zu sein. Sollte es langwierige Verzögerungen geben, könnten die Kosten der Beibehaltung der Gebotszone weiter ansteigen.

Wenn es notwendig werden sollte, Wasserstoff für den Redispatch zu nutzen, kann es zu Kostenbelastungen kommen, die gesellschaftlich und ökonomisch nicht mehr tragfähig sind. Sollte beispielsweise der Stromkonsum für das Laden von Elektroautos, das Heizen mit Wärmepumpen und das Befüllen von Speichern in der Engpassregion aufgrund von hoher Windstromerzeugung in der Überschussregion und stark negativen Preisen angereizt werden, ist eine sehr

hohe Redispatchleistung nötig, um das Marktergebnis umzusetzen. Dadurch fallen zusätzliche Investitionskosten im Vergleich zu einer eigenen Gebotszone an. Wenn für den Redispatch zudem Wasserstoff genutzt werden muss, steigen auch die operativen Kosten in Größenordnungen, die schwer zu rechtfertigen sind. Prognos (2022) nimmt im Jahr 2040 als Marktpreis für Wasserstoff 140 EUR/MWh_{th} an. Bei der Umwandlung in einer Gasturbine mit einem Wirkungsgrad von 40% werden daraus kurzfristige Stromgestehungskosten von 350 EUR/MWh_{el}. Der Stromkonsum wird in diesem Fall durch negative Preise angereizt. Die tatsächlichen Stromkosten liegen jedoch bei 350 EUR/MWh_{el}. Diese Kosten müssten über Netzentgelte oder den Bundeshaushalt finanziert werden. Trotz einer sehr großen politischen Motivation für die Beibehaltung der Gebotszone führen diese technoökonomischen Gegebenheiten bei Investoren zu Ungewissheiten. Auch wenn das Jahr 2040 noch in weiter Ferne zu liegen scheint, ist es aus Perspektive der kapitalintensiven Natur von Kraftwerksinvestitionen innerhalb des Refinanzierungszeitraums.

Diese Beispiele sollen nicht bedeuten, dass eine Gebotszonenteilung die passendere Lösung ist. Denn mit einer Teilung steigt die Ungewissheit über weitere Teilungen und damit wiederum die Investitionsunsicherheit. Diese Diskussion soll an dieser Stelle lediglich aufzeigen, dass diese Ungewissheiten verständlicherweise zur Investitionszurückhaltung beitragen und es Aufgabe der Politik ist, verlässliche Rahmenbedingungen auszugestalten, die Investitionen ermöglichen (siehe diesbezüglich Abschnitt 6.1.2.)

Take Aways

In diesem Abschnitt haben wir verschiedene Quellen für Ungewissheiten besprochen, die zu unterschiedlichen Anteilen zur Investitionszurückhaltung beitragen:

- Politische Zielformulierungen am Beispiel des Kohleausstiegs
- Eingriffe in das Marktgeschehen bzw. in die Preisbildung am Beispiel des Strommarktes und des Emissionshandels
- Struktureller Förderbedarf aufgrund der fehlenden Nachhaltigkeit von Geschäftsmodellen am Beispiel des Wasserstoffmarktes
- Das Ausbleiben politischer Lösungsfindung am Beispiel der Gebotszone

Im Kapitel 6 diskutieren wir Ansätze, um zielführend mit den Ungewissheiten umzugehen. Das Ziel sollte es sein, nachhaltige Rahmenbedingungen zu schaffen, die in der Lage sind, marktwirtschaftliche Investitionen zu ermöglichen. Es ist jedoch zu beachten, dass Marktteilnehmer investieren, um eine Knappheit zu beheben, während politische Unsicherheit entstehen kann,

wenn keine Überkapazitäten bestehen. Für die Gesamtwohlfahrt ist das passende Maß an Erzeugungsleistung und Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten im Binnenmarkt entscheidend.

3 Kriterien für die nachhaltige Integration des Energiepolitischen Dreiecks

NACHHALTIGE VERSORGUNGS- SICHERHEIT

Für die gesellschaftliche Wohlfahrt ist die kostengünstige Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf der Basis marktwirtschaftlicher Anreize der nachhaltigste Weg.

Das Energiepolitische Dreieck dient seit vielen Jahren als Orientierung in energiewirtschaftlichen Diskussionen. Die Ausgewogenheit zwischen Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit ist für die nachhaltige Weiterentwicklung der Energieversorgung unabdingbar. Häufig wird jedoch aufgrund situativer Gegebenheiten einer der drei Aspekte stärker gewichtet, was mittelfristig den nächsten Korrekturbedarf nach sich zieht. Diese absehbaren Korrekturnotwendigkeiten steigern wiederum die

Ungewissheiten für Marktakteure, wodurch Investitionen gehemmt werden können.

Demgegenüber zielt ein nachhaltiges Marktdesign darauf ab, alle drei Aspekte in allen konkreten Ausgestaltungen ausgewogen zu integrieren. Auf diese Weise können im Idealfall verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die es den Marktakteuren ermöglichen, kalkulierbar zu investieren.

Die drei Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit sind jedoch bewusst abstrakt, wodurch es möglich ist, sie stets auf neue Herausforderungen anzuwenden. Für konkrete Abwägungen benötigen wir eine Konkretisierung der drei Ziele. Zudem gibt es energiepolitische Rahmenbedingungen, die ergänzende Kriterien erfordern, um Maßnahmen und Instrumente erfolgreich auszugestalten und umzusetzen.

Auf den ersten Blick werden womöglich diejenigen Eigenschaften der Ziele sichtbar, die zu Spannungsverhältnissen führen. In der folgenden Beschreibung zeigen wir jedoch auf, dass die drei Ziele Überschneidungen aufweisen und sich sogar teilweise gegenseitig bedingen. Daher ist ihre Integration für die nachhaltige Ausgestaltung des Marktdesigns entscheidend. Zunächst besprechen wir jedoch, welche Aufgaben ein nachhaltiges Marktdesign auszeichnet.

INFOBOX: AUFGABEN DES MARKTDESIGNS

Die Aufgabe eines nachhaltigen Marktdesigns ist es, einen Ordnungsrahmen zu schaffen, der eine sichere Versorgung mit Strom möglichst kostengünstig und

umweltverträglich gewährleistet. Diese Ziele werden durch einen Ordnungsrahmen erreicht, der zieladäquates Verhalten anreizt. Um dieses Ziel nachhaltig umzusetzen, können die Aufgaben zwischen kurzer und langer Frist unterschieden werden:

- **KURZE FRIST:** Im operativen Betrieb ist die Aufgabe des Marktdesigns, Angebot und Nachfrage zusammenzuführen. Sobald sich Angebots- und Nachfragekurve schneiden, bildet sich ein Preis, der die aktuelle Marktlage widerspiegelt und damit auch Knappheiten signalisieren kann. Auf der Angebotsseite können beispielsweise Knappheiten an steuerbarer Kapazität bestehen, die durch situativ höhere Preise signalisiert werden. Auf der Nachfrageseite können Knappheiten in der begrenzten Nachfrageerhöhung und in der begrenzten Nachfragereduktion bestehen. Bei niedrigen oder sogar negativen Preisen wird eine Knappheit an Nachfrageausweitung signalisiert und bei hohen Preisen wird eine Knappheit an Nachfragereduktion signalisiert. Ein angemessener Wettbewerb zwischen Angebotserhöhung und Nachfragereduktion wirkt unverhältnismäßig hohen Preissteigerungen und der Ausübung von Marktmacht entgegen.
- **LANGE FRIST:** Die Knappheitssignale reizen bei einem nachhaltigen Marktdesign ohne signifikante Markteintrittsbarrieren eine kostengünstige Ausweitung des Angebots, beispielsweise durch Kraftwerksneubau, und eine Flexibilisierung der Nachfrage an.

Die Voraussetzung für ein nachhaltiges Marktdesign sind berechenbare Rahmenbedingungen. Ein geringes Maß an Ungewissheiten und administrativen Hürden (z. B. bei der Realisierung des Kraftwerksbaus) sind notwendig, damit Investitionen in angemessener Zeit umgesetzt werden können.

In diesem Sinne lässt sich Marktdesign von Förderdesign abgrenzen. Denn Förderdesigns erfordern regelmäßige Nachjustierungen, was Ungewissheiten für die Investoren steigert. Zudem zeichnet sich Förderdesign im Gegensatz zum Marktdesign durch eine Umverteilung des Risikos aus. Üblicherweise weg von einer Technologie und hin zu anderen Technologien und der Gesellschaft. Durch diese Eingriffe in die Marktallokation entstehen üblicherweise externe Effekte, die sich auf unterschiedliche Weise bemerkbar machen.

Förderdesigns sollten idealerweise zeitlich begrenzt angelegt sein, bis beispielsweise eine Externalität internalisiert wurde oder eine technologische Reife erreicht ist. Marktdesigns sollten nachhaltig ausgelegt sein und idealerweise möglichst wenige und nur rudimentäre Nachjustierungen erfordern.

Ein nachhaltiges Marktdesign sollte in der Lage sein, zieladäquate Anreize sowohl in der aktuellen Transformationsphase als auch darüber hinaus zu senden. Die Ausgestaltungselemente des Marktdesigns müssen daher ein breites Spektrum an Kriterien erfüllen, um vollumfänglich geeignet zu sein. Im Folgenden diskutieren wir die operationalisierbaren Kriterien entlang der Ziele des Energiepolitischen Dreiecks.

3.1 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Damit das übergeordnete Versorgungssicherheitskriterium nachhaltig adressiert wird, verwenden wir ein breites Spektrum an Bewertungskriterien.

Effektivität

Die Versorgungssicherheit ist effektiv gewährleistet, wenn es am Strommarkt einen Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve gibt, bzw. wenn Verbraucher mit einer hohen Zahlungsbereitschaft (relativ unelastische Verbraucher) ihre Nachfrage decken können. Flexible Verbraucher mit einer hohen Preiselastizität messen dem Stromkonsum in einer gegebenen Situation keinen hohen Wert bei und sind in der Lage ihren Verbrauch zu reduzieren bzw. zu verschieben. Dies gilt beispielsweise für das Laden von Elektroautos. Einige Verbraucher sind bereit, ihren Ladevorgang von 19:00 Uhr auf 3:00 Uhr zu verschieben, weil sie die nächste Fahrt erst um 8:00 Uhr planen. In Abschnitt 4.5 diskutieren wir die Rolle flexibler Verbraucher für die Organisation der Versorgungssicherheit ausführlicher.

Zielgenauigkeit

Eine strengere Auslegung des Effektivitätskriteriums ist die Zielgenauigkeit. An dieser Stelle gibt es eine Überschneidung mit dem Wirtschaftlichkeitsziel. Beispielsweise ist eine große Unterdeckung weniger akzeptabel als eine kleine Unterdeckung. Das gleiche gilt bei einem Überangebot. Ein hohes Maß an Überkapazitäten schwächt die Effektivität einer Maßnahme, da ein überbautes System nicht nachhaltig ist. Über kurz oder lang werden politische oder gesellschaftliche Akteure Eingriffe fordern, um die Kosten, die mit Überkapazitäten einhergehen, zu senken. Implizit wirken somit die Systemkosten auch auf das Effektivitätskriterium der Versorgungssicherheit. Je

zielgenauer ein Anreizsystem für die Versorgungssicherheit wirkt, desto nachhaltiger ist es.

Systemsicherheit

Ein weiterer Aspekt der Versorgungssicherheit ist die Systemsicherheit. Während sich Versorgungssicherheit strenggenommen auf die gesamte Gebotszone bezieht, adressiert Systemsicherheit die regionale bzw. lokale Versorgung innerhalb einer Gebotszone. Das bedeutet einerseits, dass die Netzkapazitäten ausreichend dimensioniert sind, und andererseits, dass die regionale Verteilung der Erzeugungskapazitäten den sicheren Netzbetrieb, inklusive aller Systemdienstleistungen, stets gewährleistet. Die Systemsicherheit liegt überwiegend im regulatorischen Bereich und ist damit anders organisiert als die marktlichen Anreize des Marktdesigns. Aus diesem Grund werden wir die Systemsicherheit in dieser Studie nicht in der gleichen Tiefe diskutieren, wie die marktwirtschaftlichen Anreizsysteme.

Energiesicherheit

Ein weiterer Aspekt der Versorgungssicherheit ist die Energiesicherheit. Sie adressiert die sichere Versorgung mit Primärenergieträgern. Im Zuge der Energiekrise, die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelöst wurde, ist dieser Aspekt in den Vordergrund der Energiepolitik gerückt, nachdem er über viele Jahre kein zentraler Gegenstand in der energiepolitischen Diskussion war. Die Kosten dieser Vernachlässigung haben sich im Zuge der Energiekrise materialisiert. Somit stellt dieser Aspekt ein anschauliches Beispiel dafür dar, dass ein nachhaltiges Marktdesign alle relevanten Dimensionen in ausreichendem Maße adressieren sollte.

Energiesicherheit sollte jedoch keineswegs mit Autarkiebestrebungen verwechselt werden, die zu unverhältnismäßigen Kostensteigerungen und andersgearteten Unsicherheiten führen können. Das Beispiel der Importabhängigkeit von russischem Erdgas zeigt lediglich, dass eine einseitige Abhängigkeit zu unkalkulierbaren Ungewissheiten führen kann. Die amerikanische Diskussion um eine Beschränkung von LNG-Exportgenehmigungen zeigt, dass Diversifizierung grundsätzlich sinnvoll ist. Das gilt jedoch selbstverständlich insbesondere für Handelspartner, die abweichende geopolitische Interessen haben.

Grundsätzlich ist es jedoch zielführend, mithilfe von internationalen Wirtschaftsbeziehungen die Wahrscheinlichkeit der friedlichen Kooperation zu

steigern. Das geht jedoch am besten mit diversifizierten Bezugsquellen von Primärenergieträgern, damit das Risiko von Lieferausfällen berechenbar und lösbar bleibt.

3.2 UMWELTVERTRÄGLICHKEIT

Die aktuelle Systemtransformation dient vor allem der Steigerung der Umweltverträglichkeit. Der Emissionshandel ist beispielsweise ein gezieltes Instrument, das die Umstellung der Stromerzeugung anreizen soll. Der Antrieb für die Diskussion zur Weiterentwicklung des Marktdesigns geht hingegen primär von der Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus. Das Ziel der Weiterentwicklung ist es, im Sinne eines nachhaltigen Marktdesigns die Versorgungssicherheit mit den Anforderungen der Energiewende in Form eines kosteneffizienten Anreizsystems zu integrieren.

Die Maßnahmen, die wir in dieser Studie diskutieren, haben ihren Hintergrund daher in der Steigerung der Umweltverträglichkeit. Sie haben jedoch nicht das explizite Ziel, die Umweltverträglichkeit zu steigern. Sie sollen vielmehr die Rahmenbedingungen dafür schaffen, dass die Umweltverträglichkeit, beispielsweise durch die Dekarbonisierung und Flexibilisierung der Systemelemente, nachhaltig und mit möglichst wenig Friktionen gesteigert werden kann.

Dekarbonisierung

Das übergeordnete Ziel der Energiewende ist die Dekarbonisierung. Anreizmechanismen, die zu direkten oder indirekten Emissionsminderungen beitragen, schneiden beim Kriterium der Umweltverträglichkeit daher grundsätzlich besser ab als Mechanismen, die Friktionen für die Dekarbonisierung darstellen. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn fossile Pfadabhängigkeiten gestärkt werden oder Investitionsrisiken für emissionsarme Technologien gesteigert werden.

Integrationsfähigkeit Erneuerbarer Energien

Sowohl im Zuge der Transformation als auch für die langfristige Ausgestaltung des Marktdesigns spielt die EE-Integration eine herausragende Rolle. Möglichst viel regenerativ erzeugten Strom dem Verbrauch zuzuführen, reduziert den

Bedarf an fossilen Energieträgern und senkt somit die Emission von Treibhausgasen. In diesem Sinne ist die Ausgestaltung von Anreizen, die zu einer Flexibilisierung des Stromsystems beitragen, grundsätzlich positiv zu bewerten.

Bei der Flexibilisierung des Stromsystems gibt es Überschneidungen mit dem Ziel der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit. Ein flexibles System ist sicherer, da es das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage unterstützt. Gleichzeitig ist ein flexibles System auch wirtschaftlicher, da es den Wettbewerb zwischen angebots- und nachfrageseitigen Technologien stärkt und somit die Gesamtsystemkosten senkt und der Ausübung von Marktmacht entgegenwirkt.

3.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT

Die Wirtschaftlichkeit beinhaltet eine Reihe von Aspekten, die in Summe zu einer wohlfahrtssteigernden Organisation des Energiesystems beitragen. Siehe dafür auch die Infobox zu den Aufgaben des Marktdesigns zu Beginn dieses Kapitels.

Effizienz

Gelegentlich wird im Kontext des Energiepolitischen Dreiecks von Preisgünstigkeit als drittem Ziel gesprochen. Diese Zielformulierung ist unseres Erachtens deutlich zu eng gefasst. Im Gegensatz dazu adressiert Wirtschaftlichkeit die Gestaltung eines marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmens, der durch die Ausgestaltung einer zieladäquaten Anreizsystematik eine Reihe von Verhaltensweisen anreizt. Diese Anreize stärken die Gesamtsystemeffizienz und führen somit in Folge auch zu Preisgünstigkeit.

Preisgünstigkeit kann allein deswegen kein sinnvolles alleinstehendes Ziel sein, weil selbst bei hohen Gesamtsystemkosten regulatorische Preiskontrollen günstige Preise vorschreiben könnten. In diesem Fall wäre die Preisgünstigkeit gewahrt, allerdings müssten die Gesamtsystemkosten beispielsweise durch den Bundeshaushalt oder Fördertöpfe gedeckt werden, ohne dass Preissignale eine zieladäquate Anreizwirkungen entfalten könnten. Diese Verteilung von Kosten führt daher üblicherweise zu externen Effekten, die Marktverzerrungen mit sich bringen und dadurch die gesellschaftliche Wohlfahrt senken.

Der Aspekt Wirtschaftlichkeit adressiert somit vor allem einen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen, der sich idealerweise durch eine hohe

Wettbewerbsintensität auszeichnet und niedrige Gesamtsystemkosten anreizt. Damit sich die gewünschten Wirkungen entfalten können, müssen jedoch verschiedene Voraussetzungen erfüllt sein, die wir im weiteren Verlauf des Abschnitts diskutieren.

Marktsegmentierung

Gelegentlich wird argumentiert, dass es unterschiedlicher Ansätze bedarf, um Investitionen in Neuanlagen anzureizen und bestehende Kapazitäten zu erhalten. Diese Segmentierung hat jedoch einen planwirtschaftlichen Charakter. Für die Nachfragedeckung spielt es keine Rolle, ob der Strom aus einer Neu- oder einer Bestandsanlage kommt. Eine Energieeinheit hat einen homogenen Nutzen und sollte daher einen identischen Wert unabhängig vom Ursprung haben.

Eine Aufteilung des Marktes impliziert die Annahme, dass umfängliches Wissen über alle Anreize und Notwendigkeiten der Systemelemente vorhanden ist und daher eine Feinsteuerung möglich ist. Eine Segmentierung des Marktes und damit des Anreizsystems führt zwangsläufig zu Fehlanreizen, die mittel- und langfristig zu einer Steigerung der Gesamtsystemkosten führen.

Markteintrittsbarrieren

Der Wettbewerb sollte sich nicht nur auf bestehende Marktteilnehmer und Technologien beziehen, sondern mögliche zukünftige Markteintritte einbeziehen. Regulierung adressiert stets bestehende Unternehmen und Technologien und wirkt daher inhärent als Markteintrittsbarriere. Damit die Wirtschaftlichkeit sich entfalten kann, sind somit niedrige Markteintrittsbarrieren für neue Wettbewerber und vor allem für innovative Technologien notwendig.

Auf diese Weise kann die Anreizsystematik Effizienz gewährleisten. Zudem würde dies kontinuierlich dafür sorgen, dass die Ziele der Versorgungssicherheit und der Umweltverträglichkeit zu dauerhaft niedrigen Gesamtsystemkosten erreicht werden können. Das führt wiederum zur Preisgünstigkeit. Ein nachhaltiges Marktdesign ist daher stets offen für positive Unwissbarkeiten in Form technologischer Innovationen. Insbesondere in Transformationsphasen sollten Anreize für kostengünstigere und zielführendere Lösungsmöglichkeiten wirken können. Markt- und Innovationsoffenheit sind somit notwendige Voraussetzungen für ein nachhaltig effizientes Marktdesign.

Marktmacht

Rahmenbedingungen, die das Entstehen oder Ausnutzen von Marktmacht fördern, stehen im Widerspruch zur Wirtschaftlichkeit. Marktmächtige Unternehmen haben verschiedene Möglichkeiten mithilfe kurz- und langfristiger Strategien, Preise und Zugänge zu Ressourcen zu beeinflussen, aber auch auf die Marktstrukturen und das Marktdesign zu ihren Gunsten einzuwirken (siehe Infobox: „Regulatory Capture“ im Abschnitt Politökonomische Kriterien). Dadurch können auch regulatorische Friktionen für Markteintritte neuer Wettbewerber und innovativer Technologien geschaffen werden.

Pfadabhängigkeiten vermeiden

Ein nachhaltiges Marktdesign zielt darauf ab, den technologischen Lösungsraum möglichst offen auszugestalten, damit Unternehmen agil auf sich ändernde Rahmenbedingungen reagieren können. Daraus folgt, dass regulatorische Pfadabhängigkeiten vermieden werden sollten, da sie üblicherweise dazu führen, den zukünftigen Lösungsraum einzuschränken.

Zudem führen Pfadabhängigkeiten zu langfristigen Kostenrisiken, wenn sich eingeschlagene Pfade als nicht zukunftssträchtig herausstellen. Denn regulatorische Rahmenbedingungen orientieren sich stets an bestehenden Unternehmen und Technologien. Naturgemäß fallen Innovationen in den Bereich der Unwissbarkeiten. Für regulatorische Festlegungen ist es demnach schwierig, zukünftige Anforderungen zu berücksichtigen. Ein möglichst offenes und agiles Marktdesign erlaubt marktwirtschaftliche Nachjustierungen und Reversibilitäten. Es ist daher besser in der Lage, technologische Innovationen zu integrieren.

3.4 POLITÖKONOMISCHE KRITERIEN

Für die Umsetzungsfähigkeit innerhalb der gesellschaftlichen, politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen spielen die politökonomischen Kriterien eine wichtige Rolle. Im Zuge der gesetzlichen Ausgestaltung entscheidet sich, ob die Konzepte im Einklang mit den zuvor diskutierten Kriterien umgesetzt werden, oder ob wesentliche Elemente verzerrt werden.

Institutionelle Rahmenbedingungen

Ein zentraler Aspekt für die Umsetzungsfähigkeit der Konzepte sind die institutionellen Rahmenbedingungen des Energiemarktes. Diese Rahmenbedingungen umfassen u.a. Gesetze, organisatorische und administrative Strukturen von der Landes- und Bundesebene bis zur europäischen Ebene.

Die Gesetze werden von den Ministerien entworfen, im Bundestag unter Beteiligung des Bundesrates verabschiedet und von den zuständigen Behörden wie der Bundesnetzagentur oder dem Umweltbundesamt umgesetzt und organisatorisch begleitet. Die in dieser Studie diskutierten Konzepte unterliegen zudem häufig der europarechtlichen Genehmigung, was erfahrungsgemäß eine weitere Stufe der Komplexität bedeutet.

Über die organisatorische Ausgestaltung hinaus spielt für die finanzielle Ausgestaltung der jeweiligen Maßnahmen eine entscheidende Rolle, ob Kosten direkt von den Stromkunden über inhärente Preisbestandteile oder über Umlagen, Abgaben oder Entgelte bezahlt werden, oder ob sie durch Steuereinnahmen über Bundes-, Landes- oder kommunale Haushalte finanziert werden. Je nach Ausgestaltung unterscheiden sich die gesetzlichen, regulatorischen und organisatorischen Zuständigkeiten.

Beispielsweise wird die Förderung Erneuerbarer Energien inzwischen nicht mehr über eine Umlage als Bestandteil des Endkundenstrompreises finanziert, sondern über den Bundeshaushalt. Die Variabilität des EEG-Kontos ist jedoch schwer vorherzusehen, woraus neue bzw. andere Herausforderungen für den Bundeshaushalt und damit auch für die Ausgestaltung der EE-Förderung erwachsen. Für 2024 müssen nach aktuellem Stand 8,7 Milliarden Euro mehr Bundesmittel ausgegeben werden, als zum Zeitpunkt der Haushaltsberatungen im Herbst 2023 prognostiziert wurde.

Die institutionellen Rahmenbedingungen sind ein wichtiges Kriterium, weil die ausgearbeiteten Konzepte im Zuge der Umsetzung durch alle beteiligten Stakeholder weiteren Anforderungen und Wünschen gerecht werden müssen. Bei aufwändig umzusetzenden Maßnahmen steigt das Risiko, dass die Maßnahmen ihre ursprüngliche Wirkungsweise einbüßen und sich stattdessen Fehlanreize einschleichen.

Europakompatibilität

Eine besondere institutionelle Anforderung, die es verdient hervorgehoben zu werden, ist die Kompatibilität mit dem europäischen Binnenmarkt. Einerseits

sind für die EU-Kompatibilität die beihilferechtlichen Rahmenbedingungen wichtig. Auf der anderen Seite gibt es bei der EU-Kompatibilität große Überschneidungen mit den Kriterien der Wirtschaftlichkeit.

- Aus kurzfristiger Perspektive stellen die Anforderungen aus den europäischen institutionellen Rahmenbedingungen eine Friktion dar. Denn es wäre häufig einfacher, wenn eine Maßnahme einfach im nationalen Interesse umgesetzt werden könnte.
- Aus längerfristiger Perspektive orchestrieren die europäischen Rahmenbedingungen jedoch die Vielfalt der europäischen Interessen, u. a. mit Blick auf einen funktionsfähigen Binnenmarkt. Und die Funktionsfähigkeit des Binnenmarktes ist eine der zentralen Voraussetzungen für die europäische Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Weltregionen. Aus dieser Perspektive gilt es, die wertvolle europäische Vielfalt mit der regulatorischen Einheitlichkeit zusammenzubringen, um den langfristigen Nutzen der europäischen Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten.

Insbesondere aus deutscher Perspektive ist ein funktionsfähiger Binnenmarkt von übergeordnetem Interesse. Zusätzlich zu den allgemeinen Vorteilen für die deutsche Wirtschaft im Allgemeinen, sind die Wirkungen für die Integrationsfähigkeit Erneuerbarer Energien im Speziellen von hoher Bedeutung.

In Krisenzeiten ist es ein menschlicher Reflex, sich zurückzuziehen und Autarkie anzustreben. Dieser nachvollziehbare Reflex resultiert jedoch in einer Vielzahl von langfristigen Einschränkungen und Kosten. Insbesondere in Krisenzeiten ist der Mehrwert von Kooperation und Öffnung für die Resilienz und Agilität Europas von unschätzbarem Wert. Das haben wir u. a. in der Energiekrise anhand der Neuausrichtung der Gasflüsse gesehen. Diese kooperative Haltung in ein offenes, innovatives, resilientes und wettbewerbsfähiges Europa zu übersetzen ist daher auch ein kleiner Bestandteil einer jeden (energie-) politischen Maßnahme.

Die Europakompatibilität stellt aus institutioneller Perspektive häufig eine zusätzliche Herausforderung dar, die jedoch langfristig den Mehrwert einer nachhaltigen wettbewerblichen Marktorganisation ermöglicht. Dieser Mehrwert offenbart sich insbesondere in Krisenzeiten aufgrund einer gesteigerten Effizienz und Resilienz.

Anfälligkeit für politische Einflussnahme

Ein weiterer Aspekt der Umsetzung energiepolitischer Maßnahmen ist die Anfälligkeit für politische Einflussnahme. Alle gesellschaftlichen Stakeholder haben ein legitimes Interesse, ihr Spezialwissen einzubringen und ihre Bedürfnisse zu kommunizieren. Aus politischer Perspektive ist es nicht trivial, zu unterscheiden, welche Aspekte faktenbasierte und legitime Notwendigkeiten sind und welche Informationen auf Unternehmensinteressen basieren, deren Umsetzung auf Kosten der Gesellschaft gehen (Rent Seeking⁷).

INFOBOX: REGULATORY CAPTURE

Politische Entscheidungsträger und Behörden arbeiten im öffentlichen Interesse. Dafür sind sie auf Informationen aus der wirtschaftlichen Praxis angewiesen. Hierbei kommt es naturgemäß zu Informationsasymmetrien zwischen politischen Entscheidungsträgern auf der einen Seite und Unternehmen und Verbänden auf der anderen Seite. Indem beispielsweise ehemalige politische Mitarbeiter in die Industrie und zu Verbänden wechseln, können die Interessen der Wirtschaft adressatengerecht für die vertrauensvolle politische Kommunikation aufbereitet werden.

Wenn die Kommunikation jedoch die eigenen Interessen zu stark in den Vordergrund stellt und die politischen Entscheidungsträger nicht die nötige Zeit und Aufmerksamkeit haben, die Informationen zu prüfen und zu hinterfragen, werden Maßnahmen womöglich zugunsten der Wirtschaft oder einzelner Akteure ausgestaltet.

Diese Formen der politischen Einflussnahme kann zu Marktverzerrungen, Wohlfahrtsverlusten und negativen Umweltauswirkungen führen. Langfristig besteht die Gefahr, dass das gesellschaftliche Vertrauen in politische Prozesse und Institutionen erodiert.

Eine Möglichkeit, die Anfälligkeit für politische Einflussnahme zu verringern, besteht darin, die Maßnahmen so zu gestalten, dass möglichst wenige regulatorische Stellschrauben erforderlich sind, um ihre Wirkung zu entfalten. Dies bedeutet in der Regel, marktwirtschaftliche Strukturen zu stärken und die Kräfte des Wettbewerbs wirken zu lassen, statt auf regulatorisches Mikromanagement zu setzen. Denn jede Stellschraube muss nachjustiert werden, wenn sich die Rahmenbedingungen ändern, und jede Anpassung bietet die Möglichkeit der politischen Einflussnahme und erhöht die Ungewissheit für

⁷ Siehe z. B. Krueger (1974): The Political Economy of the Rent-Seeking Society.

die Marktakteure. Aus diesem Grund sind häufig regulatorische Ansätze bei der ersten Ausgestaltung sinnvoll und zielführend, da sie die nötige Aufmerksamkeit erhalten. Im Laufe der Zeit sinkt jedoch die politische und mediale Aufmerksamkeit und die interessengeleitete Einflussnahme kann sich zunehmend durchsetzen.

Marktwirtschaftliche Ausgestaltungen entfalten ihre wettbewerblichen Anreizwirkungen ebenfalls im Zeitverlauf. Selbst wenn sich die Ergebnisse zwischen regulatorischen und marktbasierten Prozessen kurzfristig nicht wesentlich unterscheiden (z. B. geringe Kostenunterschiede bei Szenarienvergleichen), wirken die politökonomischen Anreizwirkungen und die wettbewerblichen Marktkräfte üblicherweise in entgegengesetzte Richtungen. Daher kann es für Unternehmen von Interesse sein, die Regulierungstiefe zu erhöhen, um sich einerseits vor Wettbewerb, Markteintritten und Innovationen zu schützen und andererseits durch gezielte Kommunikation ihres Spezialwissens und ihrer Interessen günstige Rahmenbedingungen zu schaffen.

Anfälligkeit für politische Fehlanreize

Eine der Aufgaben marktwirtschaftlicher Organisation ist eine multidimensionale Allokation von Ressourcen mit dem Ziel, die Energieversorgung – unter Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben – möglichst effizient zu gewährleisten. Das Ergebnis dieser Allokationsaufgabe ist schwer vorhersehbar. Es herrscht also ein gewisses Maß an Unsicherheit. Es ist die Aufgabe von Unternehmen, diese Unsicherheit zu bewirtschaften.

Gewählte politische Entscheidungsträger sind aufgrund des Wertes ihres öffentlichen Images in der Tendenz risikoavers. Sie wollen sich nicht dem Vorwurf aussetzen, ihre Aufgaben nicht im Sinne der Gesellschaft verantwortungsbewusst durchzuführen. Aufgrund institutioneller Dynamiken gilt diese Risikoaversion auch für Angestellte in Behörden, die sich ebenfalls nicht „angreifbar“ machen wollen.

Wenn Maßnahmen regulatorisch ausgestaltet werden, gibt es in der Regel keine optimale Lösung, sondern Trade-Offs. Zwei Dimensionen, die u.a. abgewogen werden müssen, sind die Kosten und der Umfang einer Maßnahme. Politische und regulatorische Entscheidungsträger entscheiden nach bestem Wissen und Gewissen über die sinnvolle Verwendung von Steuergeldern. Es liegt jedoch in der menschlichen Natur, dass Entscheidungen auch unter Abwägung von persönlichen Risiken und Nutzen getroffen werden.

Das Risiko, dass eine Maßnahme überdimensioniert ist, betrifft Entscheidungsträger nicht persönlich, da über Steuergelder entschieden wird.⁸ Diese Tendenz wird verstärkt, wenn die Kosten über intransparente Sondervermögen und andere Finanztöpfe verteilt werden.

Ist andererseits eine Maßnahme unterdimensioniert und im Extremfall die Versorgungssicherheit gefährdet, wäre der persönliche Reputationsschaden immens. Eine gewisse Risikoaversion mit einer Tendenz zu höheren Kosten ist aus dieser menschlichen Perspektive nachvollziehbar. Dennoch handelt es sich aus gesamtgesellschaftlicher Sicht um einen Fehlanreiz, da die Maßnahme im Ergebnis zu einer Marktverzerrung und damit zu höheren gesellschaftlichen Kosten führt.

Diese Fehlanreize führen tendenziell zu einer Überdimensionierung und einem restriktiven technologischem Lösungsraum. Dadurch steigt scheinbar die Effektivität einer Maßnahme, während die als unangenehm empfundene Unsicherheit über das Ergebnis reduziert wird. Im Ergebnis werden tendenziell innovative und kostengünstige Lösungen verdrängt, wodurch die gesellschaftliche Wohlfahrt sinkt.

Auch in diesem Fall führt eine marktwirtschaftliche Organisation, die dezentrales Wissen nutzt und individuelle Präferenzen adressiert, aus gesellschaftlicher Perspektive zu wohlfahrtssteigernden Ergebnissen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Ein Aspekt, der in jüngster Vergangenheit an Gewicht gewonnen hat, ist die Bereitschaft der Bevölkerung und anderer gesellschaftlicher Gruppen, die Ziele und Maßnahmen mitzutragen und umzusetzen. Während ein großer Teil der Bevölkerung bereit ist, die Energiewende mit beachtlicher Motivation zu unterstützen, reagieren einige Teile der Bevölkerung zunehmend sensibel auf Vorgaben und Einschränkungen.

Das Beispiel des Gebäudeenergiegesetzes hat gezeigt, dass selbst bei großzügiger finanzieller Förderung von Maßnahmen die Bereiche der persönlichen Einschränkungen und Restriktionen eine hohe mediale und gesellschaftliche Aufmerksamkeit erfahren. Selbst wenn Regelungen zum finanziellen Schutz der Bevölkerung die Wahlfreiheit einschränken, reagieren einige Bevölkerungsgruppen zurückhaltend.

⁸ Der Autor Nassim Nikolas Taleb diskutiert die Wirkung dieser Fehlanreize ausführlich im Buch „Skin in the Game“ (Taleb, 2018).

Es scheint, dass die gesellschaftliche Akzeptanz größer ausfällt, wenn Maßnahmen über (Nudging-) Anreize anstatt über Einschränkungen organisiert werden. Diese Ansätze basieren auf einer möglichst transparenten Aufbereitung von Informationen über Kostenrisiken und wirtschaftliche Vorteile der angestrebten Lösungen, in Kombination mit Förderanreizen.

Individuelle Präferenzen sind vielschichtig. Und einige Menschen reagieren empfindlich, wenn präferierte Lebensweisen eingeschränkt werden. Das zeigte sich bereits bei der Einführung der Anschnallpflicht für PKW im Jahr 1976. Kurzfristig ist es einigen Menschen lieber, finanzielle Nachteile zu erfahren und an Gewohnheiten festzuhalten. Langfristig setzen sich jedoch in der Regel finanzielle Anreize durch.

4 Hintergrund: Die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit

ANREIZE

ORCHESTRIEREN

KOMPLEXITÄT

Marktwirtschaftliche Anreize und Informationen über individuelle Präferenzen sind Voraussetzungen für eine kostengünstige Sicherung der Energieversorgung.

In diesem Hintergrundkapitel wird diskutiert, wie Märkte grundsätzlich funktionieren und wie sie insbesondere im Stromsektor die Versorgungssicherheit gewährleisten können. Zusammen mit den zuvor diskutierten Kriterien bildet dieses Kapitel die Grundlage für die Bewertung von Kapazitätsmechanismen im nächsten Kapitel im Hinblick auf die Ausgestaltung eines nachhaltigen Marktdesigns.

Im ersten Abschnitt besprechen wir die gesellschaftliche Rolle der marktwirtschaftlichen Organisation. Anschließend diskutieren wir, wie Anreize innerhalb dieser Organisation ihre Wirkung entfalten. Dann machen wir einen Sprung zu den eher technischen Aspekten der Versorgungssicherheit und verschmelzen sie mit den Erkenntnissen der marktwirtschaftlichen Organisation, um darauf aufbauend die spezifischen Herausforderungen eines dynamischen EE-basierten Stromsystems zu besprechen. Diese Erkenntnisse dienen als Grundlage für die abschließende Diskussion der besonderen Rolle flexibler Verbraucher.

4.1 DIE ROLLE MARKTWIRTSCHAFTLICHER ORGANISATION

Das Stromsystem hat eine besondere gesellschaftliche Rolle, da es eine Grundlage für den gesellschaftlichen Wohlstand bildet. Die Funktionsweise des Stromsystems verschneidet Expertisen aus verschiedenen wissenschaftlichen Disziplinen. Dadurch wird es zu einem außergewöhnlich komplexen System. Die physikalischen Grundlagen sind offensichtlich. Die politischen Dimensionen der Energiewirtschaft sind alltäglich sichtbar. Die juristischen Rahmenbedingungen sind die Basis aus rechtsstaatlicher Perspektive. Und dann ist da noch die unsichtbare Hand des ökonomischen Anreizsystems, welches das Miteinander der Marktakteure orchestriert und die Gesamtsystemkosten minimiert.

Auf diese marktwirtschaftliche Organisation gibt es viele Perspektiven mit unterschiedlichen Abstufungen des Zutrauens. Das liegt vermutlich u. a. an einigen Missverständnissen über die Funktionsweise dieser Organisationsform. In diesem Abschnitt widmen wir uns daher einer sehr grundsätzlichen Diskussion der Möglichkeiten und Grenzen der marktwirtschaftlichen Organisation und der Rolle der wissenschaftlichen Disziplin der Volkswirtschaftslehre.

Auf den ersten Blick mag diese Diskussion als zu grundsätzlich für eine angewandte Studie mit einer spezifischen Fragestellung erscheinen. Allerdings erfordern die Abwägungen des Marktdesign aus unserer Perspektive ein grundsätzliches Verständnis der marktwirtschaftlichen Organisation. Dieser Abschnitt soll die Grundlagen für diese Diskussion aufbereiten.

Typische Kritik an der marktwirtschaftlichen Organisation

In der ökonomischen Neoklassik gibt es eine Reihe von grundsätzlichen Annahmen, um ökonomische Zusammenhänge mithilfe quantitativer Modelle berechenbar zu machen. In der öffentlichen Diskussion werden diese Annahmen gelegentlich kritisiert und mit dieser Kritik werden marktwirtschaftliche Ansätze grundsätzlich abgelehnt. Dabei kommt es jedoch zu zwei voreiligen Trugschlüssen. Einerseits wird eine begrenzte Kategorie ökonomischer Methoden zur Gesamtheit der Ökonomie verallgemeinert. Andererseits werden wissenschaftliche Werkzeuge zur Beschreibung marktwirtschaftlicher Prozesse mit der Funktionsweise von Märkten gleichgesetzt. Beide Trugschlüsse sind aus logischen Gründen nicht belastbar. In diesem Abschnitt widmen wir uns der Auflösung dieser Missverständnisse und legen dar, worum es aus unserer Perspektive bei der marktwirtschaftlichen Organisation primär geht.

INFOBOX: ANNAHMEN DER NEOKLASSIK

Die neoklassische Theorie nutzt eine Reihe von Annahmen, um das Marktgeschehen mit Hilfe von berechenbaren Modellen zu beschreiben. In diesen Modellen dient der sogenannte Homo Oeconomicus als Modell eines rational handelnden Akteurs. Zentrale Annahmen der Neoklassik sind u. a.:

- **RATIONALITÄT:** Individuen handeln rational, um ihren Nutzen zu maximieren. Rational bedeutet, die verfügbaren Informationen zu nutzen, um die bestmöglichen Entscheidungen zu treffen. Der Nutzen bezieht sich dabei nicht

zwangsläufig auf finanziellen Gewinn, sondern grundsätzlich auf das Erreichen persönlicher Ziele.

- **VOLLSTÄNDIGE INFORMATIONEN:** Es wird angenommen, dass alle Marktakteure alle relevanten Informationen haben, um optimale Entscheidungen zu treffen. Das Modell abstrahiert also von Unsicherheiten und Informationsasymmetrien.
- **STABILE PRÄFERENZEN:** Die Präferenzen ändern sich im Zeitverlauf nicht, sind konsistent und unabhängig von externen Einflüssen.
- **MARGINALANALYSE:** Um über das optimale Niveau an Konsum, Ersparnis oder Produktion zu entscheiden, nutzen Akteure die Analyse von Grenzkosten und Grenznutzen der nächsten Handlung. Dadurch wird der individuelle Nutzen maximiert.
- **MARKTGLEICHGEWICHT:** Die Neoklassik geht davon aus, dass effiziente Marktgleichgewichte erreicht werden, in denen sich Angebot und Nachfrage ausgleichen. Diese Gleichgewichte sind Zustände optimaler Ressourcenallokation.

Mit Blick auf diese Liste wird deutlich, dass es sich um vereinfachende Annahmen handelt, um die Komplexität des Marktgeschehens zu reduzieren. Komplexitätsreduktion ist jedoch eine notwendige Maßnahme für die Bildung wissenschaftlicher Modelle. Daraus folgt jedoch zwangsläufig, dass die Aussagekraft von Modellen Grenzen hat. Der bewusste und transparente Umgang mit den Möglichkeiten und Grenzen dieser Modelle ist wie in allen Wissenschaftsdisziplinen entscheidend für die Qualität der Analyse und die Formulierung von Handlungsempfehlungen.

Es gibt gute Gründe, weswegen sich die Neoklassik als eine der wichtigsten Denkschulen innerhalb der Volkswirtschaftslehre herausgebildet hat. Gleichzeitig gibt es gute Gründe dafür, dass sich ergänzende Denkschulen gebildet haben. Im Folgenden besprechen wir den Nutzen und die Grenzen der Neoklassik.

Nutzen und Grenzen der Neoklassik

Neoklassische Modelle ermöglichen die Analyse komplizierter Wechselwirkungen:

- **ANALYTISCHE WERKZEUGE:** Mit Hilfe der vereinfachenden Modellannahmen ermöglicht die neoklassische Theorie den Einsatz eines analytischen Instrumentariums, mit dem ein breites (aber

begrenztes) Spektrum von Fragestellungen analytisch stringent untersucht werden kann. Die Grundprinzipien der Preisbildung ermöglichen es, auf Basis von Angebot- und Nachfragefunktionen, die Funktionsweise von Märkten systematisch zu untersuchen.

- **ANALYSE VON MARKTREAKTIONEN:** Auf der Basis des Marktverständnisses können Marktreaktionen auf Änderungen fundamentaler Rahmenbedingungen untersucht werden. Beispielsweise kann mithilfe der Modelle abgeschätzt werden, wie der Strommarkt auf Änderungen der Brennstoffpreise, auf die Bepreisung von CO₂ oder die Ausweitung Erneuerbarer Energien reagiert.
- **WOHLFAHRTSSTEIGERUNG:** Die stringente Analyse dieser Wechselwirkungen ermöglicht es Politikempfehlungen zu formulieren, um die gesellschaftliche Wohlfahrt zu steigern. Beispielsweise ist es aufgrund neoklassischer Modelle möglich, Marktunvollkommenheiten und Marktfraktionen zu identifizieren, deren Beseitigung, z.B. durch die Internalisierung externer Effekte (z. B. CO₂-Bepreisung), die Effizienz der Märkte zum Wohle der Gesellschaft zu steigert.

Der Aussagekraft sind jedoch u. a. aufgrund der zuvor genannten restriktiven Annahmen enge Grenzen gesetzt.

- **RESTRIKTIVE ANNAHMEN:** Kritische Annahmen, wie beispielsweise vollständige Informationen oder vollständig rationales Verhalten setzen der Aussagekraft der Modelle enge Grenzen für die Analyse komplexer und dynamischer Marktentwicklungen.
- **VERNACHLÄSSIGUNG VON UNSICHERHEIT:** Die Annahme der vollständigen Information abstrahiert von Unsicherheiten, die für die Entscheidungsfindung in der Realität eine kritische Rahmenbedingung darstellen.
- **MARKTDYNAMIK UND TECHNOLOGISCHE INNOVATIONEN:** Neoklassische Modelle konzentrieren sich auf Marktgleichgewichte, weswegen die Ergebnisse für dynamische Marktentwicklungen einer angemessenen Interpretation bedürfen. Zudem besteht nur eine sehr eingeschränkte Möglichkeit, Innovationen auf angemessene Weise zu berücksichtigen.
- **SOZIALE ASPEKTE:** In Wirtschaft und Politik spielen soziale, kulturelle und ethische Aspekte häufig eine wichtige Rolle, die von neoklassischen Modellen, wenn überhaupt, dann nur sehr rudimentär erfasst werden. Das Hauptaugenmerk liegt jedoch auf der Steigerung der gesellschaftlichen Wohlfahrt, von der jedoch durch sinnvoll ausgestaltete Verteilungswerkzeuge alle Bevölkerungsschichten profitieren können.

Die aufgezeigten Grenzen neoklassischer Modelle bedeuten nicht, dass sie nicht sinnvoll genutzt werden können. Sie zeigen jedoch, dass die Nutzung der Modelle und die Interpretation der Ergebnisse ein angemessenes Maß an Sorgfalt erfordern.⁹

Die weit verbreiteten Strommarktmodelle sind Beispiele für die Nutzung neoklassischer Methoden zur Quantifizierung von Marktprozessen. Sie sind beispielsweise hervorragend geeignet, um Analysen in der kurzen Frist durchzuführen. Das bedeutet bei statischen Annahmen wie z.B. einem bestehendem Kraftwerkspark. In diesem Fall entsprechen die verfügbaren Informationen hinreichend gut den realen Gegebenheiten. Sowohl Fundamentalanalysen als auch statistische Methoden können sehr gut das Dispatchverhalten und die Preisentwicklungen für die nahe Zukunft beschreiben. Das liegt daran, dass es in diesen Analysen relativ wenig Unsicherheit über die notwendigen Informationen gibt.

STROMMARKTMODELLE BASIEREN AUF EXPLIZITEN UND IMPLIZITEN ANNAHMEN, DIE BEI DER NUTZUNG UND DER INTERPRETATION DER ERGEBNISSE BEACHTET WERDEN SOLLTEN.

Die Qualität der Information ändert sich jedoch fundamental, wenn mit diesen Modellen langfristige Analysen durchgeführt werden. In diesem Fall sind viele Annahmen über die zukünftige Entwicklung wichtiger Fundamentalfaktoren notwendig; beispielsweise die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kapitalkosten, der Investitionskosten, der verfügbaren Technologien und nicht zuletzt die Präferenzen der Verbraucher. In einer statischen Welt, ohne signifikante technologische Veränderungen, können auch Investitionsmodelle zukünftige Entwicklungen relativ gut abbilden. Das ändert sich jedoch deutlich, wenn die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen zunimmt.¹⁰

Auch in diesem Fall haben die Modellanalysen einen großen Mehrwert. Denn sie zeigen, dass auf Basis der heute verfügbaren Technologien und nach aktuellem Stand der Informationen, die Transformation möglich ist. Das bedeutet jedoch nicht, dass die Ergebnisse als Prognosen interpretiert werden können. Es

⁹ Aufgrund dieser hohen Anforderungen an die Nutzer von neoklassischen Modellen und die Beschränkungen ihrer Aussagekraft über die Realität, haben sich ergänzende ökonomische Ansätze herausgebildet, wie beispielsweise die Institutionenökonomik, die Verhaltensökonomik und die Spieltheorie, um ebenfalls ausgewählte Aspekte des Marktgeschehens zu beleuchten.

¹⁰ Wenn beispielsweise integrierte Strom- und Wärmemarktmodelle lediglich die derzeit verbreiteten Technologien für die langfristigen Investitionsaufgaben berücksichtigen, folgt daraus in der Regel eine hohe Wasserstoffnachfrage und damit hohe Systemkosten. Wenn hingegen die sich aktuell andeutenden Innovationen, beispielsweise bei Wärmepumpen, Strom- und Wärmespeichertechnologien und den verschiedenen Geothermietechnologien berücksichtigt würden, könnten sich die Ergebnisse deutlich unterscheiden und zu signifikant niedrigeren Dekarbonisierungskosten und damit langfristig zu deutlich geringeren Gesamtsystemkosten führen. Bei Innovationen handelt es sich grundsätzlich um Unwissbarkeiten, die definitionsgemäß nicht angemessen in langfristigen Planungsprozessen berücksichtigt werden können.

handelt sich lediglich um Szenarienanalysen mit sehr spezifischen Fragestellungen bei sehr restriktiven Annahmen.

Diese Modelle stellen hohe Anforderungen an die Nutzer, bzw. die Leser der Ergebnisse. Denn Menschen haben ein starkes Sicherheitsbedürfnis, das dazu führen kann, dass Zahlen, die sie schwarz auf weiß vor sich haben, unbewusst als Prognose interpretiert werden. Dabei übersetzen Modelle lediglich auf sehr komplizierte mechanische bzw. mathematisch korrekte Weise Annahmen in Ergebnisse. Mit Blick auf Modellergebnisse werden regelmäßig einzelne Aspekte herausgegriffen und als „nicht realistisch“ bewertet. Beispielsweise zeigen die aktuellen Langfristszenarien des BMWK keinen Zubau an Batterie-Heimspeichern, während sie in der Realität in großem Umfang zugebaut werden.

Die Frage, die das Modell in diesem Fall beantwortet, lautet jedoch: Was ist der effizienteste Weg, die Nachfrage unter Berücksichtigung der vorgegebenen Annahmen zu decken? Neben den Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Fundamentalfaktoren (z. B. Brennstoffpreise etc.) beinhaltet das auch die bereits diskutierten Annahmen der Neoklassik über die Abbildung der Realität (perfekte Voraussicht, Rationalität etc.). Die Ergebnisse zeigen beispielsweise, dass es in dieser Modellwelt kostengünstigere Wege gibt, die Nachfrage zu decken als mithilfe von Batterie-Heimspeichern.

Aus den Unterschieden zwischen Modellergebnissen und Beobachtungen in der Realität könnte beispielweise eine Analyse erfolgen, welche Rahmenbedingungen in der Realität dazu führen, dass sich andere Ergebnisse einstellen als im Modell. Einerseits können dem Modell zusätzliche Restriktionen hinzugeführt werden, um die Realität vollständiger abzubilden. Andererseits können die Erkenntnisse dazu dienen, die Rahmenbedingungen in der Realität anzupassen, um Anreize auf eine Weise auszurichten, die zu einer Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt beitragen.

Die Anforderung liegt also in diesem Beispiel beim individuellen Nutzer der Ergebnisse. In der Regel erwartet er eine Prognose für die Zukunft. Das kann jedoch kein Modell leisten. Modelle beantworten lediglich sehr spezifische Fragen. Um die Ergebnisse für die Realität nutzbar zu machen, ist eine sorgfältige Übersetzung notwendig, die ein sehr detailliertes Verständnis der Funktionsweise der Modelle und eine sehr gute Übersicht über die Rahmenbedingungen der Realität voraussetzt. Die Differenz der beiden Perspektiven kann neue Erkenntnisse generieren.

Zudem macht es einen Unterschied, wer zu welchem Zweck Modelle nutzt. Wenn privatwirtschaftliche Akteure ökonomische Modelle nutzen, um bei der Entscheidungsfindung ihre Annahmen über die Zukunft mit ihrer Strategie in

Einklang zu bringen, können Modelle aus Konsistenzgründen nützlich sein. Wenn jedoch der Staat auf Basis administrativ bestimmter Annahmen Rahmenbedingungen schafft, die zu technologischen Einschränkungen und Begrenzungen der Handlungsfreiheit privatwirtschaftlicher Akteure führt, ist das etwas anderes. Dann entspricht die prognostische Annahme über zukünftige Entwicklungen einer Anmaßung von Wissen, die zu einer Einschränkung von Lösungsräumen und damit wahrscheinlich zu einer Senkung der Wohlfahrt führt.

Die Aufgaben marktwirtschaftlicher Organisation

Der Versuch der Volkswirtschaftslehre, das Marktgeschehen mit wissenschaftlichen Ansätzen zu beschreiben, ist nicht gleichzusetzen mit dem Marktgeschehen selbst. Es verbleibt ein Unterschied zwischen Karte und Gebiet. Auch empirische Ansätze haben Grenzen, da die Rahmenbedingungen in der Realität niemals vollkommen vergleichbar sind. Dennoch lassen sich Muster erkennen, die verallgemeinert werden können; nicht mit dem Ziel, exakte Vorhersagen zu treffen, sondern um Wirkungsrichtungen und relevante Einflussfaktoren zu beschreiben und nutzbar zu machen.

Gelegentlich wird die Aufgabe von Märkten vereinfachend als Allokationsaufgabe beschrieben. Wenn die Annahmen der Neoklassik vollumfänglich zutreffen würde, bräuchten wir keine Märkte. Die Verfügbarkeit vollständiger Informationen und der Wegfall von Unsicherheit würden das Marktgeschehen von einem komplexen zu einem komplizierten System machen. Komplizierte Systeme sind im Gegensatz zu komplexen Systemen planbar. Die Allokation ließe sich somit ohne Märkte, sondern mithilfe zentraler Planung, reibungsloser organisieren.

Wir benötigen jedoch Märkte, um überhaupt erst die relevanten Informationen zutage zu fördern. Wie wir in Kapitel 2.3.1 in der Infobox zu Informationsasymmetrien besprochen haben, werden beispielsweise erst bei Verhandlungen die vollständigen Eigenschaften einer Transaktion offengelegt. Diese Informationen existieren vorher nicht. Märkte sind komplexe Systeme und eine Eigenschaft komplexer Systeme ist Emergenz; das Ganze ist mehr als die Summe seiner Teile.¹¹ Für die Entstehung dieses Mehrwertes spielt Wettbewerb eine entscheidende Rolle.

¹¹ Das menschliche Bewusstsein lässt sich beispielsweise nicht mit den Eigenschaften von Nervenzellen erklären. Bewusstsein ist ein emergentes Phänomen, das sich durch die komplexen Wechselwirkungen der Gehirnzellen einstellt.

INFOBOX: DIE ROLLE DES WETTBEWERBS

Von kritischer Seite wird Wettbewerb gelegentlich als etwas Negatives gesehen. Etwas unmenschliches, das nicht nachhaltig ist. Diese Kritik stammt in der Regel aus einer statischen Perspektive. In dieser Sichtweise gibt es etwas zu verteilen. Bei der Allokation gewinnt eine Akteurin und eine andere verliert. Diese statische Sichtweise auf die Allokationsaufgabe entspricht einem Nullsummenspiel. In der Folge könnten Märkte als etwas Unnötiges angesehen werden, das durch zentrale Planung reibungsloser und vor allem sozialer organisiert werden könnte.

Wir können jedoch auf Wettbewerb auch eine andere Perspektive einnehmen. In dieser Perspektive ist Wettbewerb ein Erkundungsverfahren. Durch die Anreize, die der Wettbewerb orchestriert, werden die Rahmenbedingungen dafür geschaffen, dass sich Informationen offenbaren. Aus dieser Perspektive liefert Wettbewerb Feedback, im Sinne des nährenden „Zurückfütterns“.

Das entspricht eher einer sportlichen Sicht auf Wettbewerb. Ein Sportler lernt aus einer Niederlage, welche Fähigkeiten er weiterentwickeln kann. Es gibt beim Sport das Sprichwort: „Entweder man gewinnt, oder man lernt.“ In diesem Sinne gibt es keine Niederlage, denn es gibt immer etwas zu lernen und weiterzuentwickeln. Mit dieser Haltung verwandelt sich Wettbewerb von einem Nullsummenspiel zu einem Positiv- Summenspiel.

Aus dieser Perspektive wird Wettbewerb etwas zutiefst Menschliches. Bei jedem Kind lässt sich der Drang zur Weiterentwicklung beobachten. Bei den ersten Gehversuchen auf den Hintern zu fallen ist kein Scheitern, das zum Aufgeben verleitet, sondern ein Feedback und Ansporn es weiter zu versuchen. Sport hätte keinen Reiz, wenn Medaillen nach einem vordefinierten Allokationsschlüssel zugeteilt werden.

Das Risiko des „Scheiterns“ ist ein inhärenter Bestandteil des Anreizsystems. Erst durch den Wettbewerb und das Feedback wird der Ansporn zur Weiterentwicklung geweckt. Durch den inhärenten Lernprozess und die kontinuierliche Weiterentwicklung angesichts von Herausforderungen können Märkte die Widerstandsfähigkeit von Unternehmen und der Gesellschaft als Ganzes stärken.

Ein Marktdesign entfaltet zieladäquate Anreize daher unter anderem durch den konstruktiven Umgang mit Risiken. Im Gegensatz dazu verschieben Fördersysteme die Risiken von den Marktakteuren zur Gesellschaft und schwächen somit die Fähigkeit der Unternehmen mit Herausforderungen und Risiken umzugehen.

Die emergenten Eigenschaften des wirtschaftlichen Wettbewerbs lassen sich nicht durch zentrale Planung simulieren.¹² Die statische Allokation von Ressourcen durch zentrale Planung fördert keine Informationen zutage. Im Gegenteil. Sie ist auf die Informationen angewiesen, die erst durch den Wettbewerb offenbart werden.

Zentrale Planung kann auch den Wettbewerbs- und Innovationsdruck nicht simulieren, den Märkte zu konstruktiven Anreizsystemen machen.¹³ Marktwirtschaftlicher Wettbewerb als organisiertes Feedbacksystem wird durch Anreize und Offenbarung von Informationen zur Grundlage für Innovation, Produktivität und gesellschaftlicher Wohlfahrt.

Eine statische Sicht auf die Allokationsaufgabe von Märkten greift deutlich zu kurz. Aus einer dynamischen Perspektive internalisiert die Allokationsaufgabe das Marktfeedback und allokiert die Ressourcen auch intertemporal. Auf diese Weise wird der Anreiz zur Innovation ein essenzieller Bestandteil des Marktgeschehens.

Die Allokationsaufgabe eines komplexen Systems umfasst viele Dimensionen, die sich unmöglich durch zentrale Planung erfassen lassen. Die relevanten Informationen über Fähigkeiten, Präferenzen und Ressourcen von Menschen und Unternehmen sind dezentral verteilt.

Im Strommarkt haben seit jeher Unternehmen Informationsvorsprünge gegenüber regulatorischen Instanzen. Zukünftig werden durch den Zuwachs an Wärmepumpen, Heimspeichern und Elektroautos viel mehr systemrelevante Informationen auch auf Privatpersonen verteilt sein. Nur die Individuen selbst verfügen über die Kenntnis ihrer Präferenzen bezüglich Mobilität, Komfort und zeitlicher Präferenz des Konsums. Hinzu kommt, dass sich die Präferenzen im Zeitverlauf kontinuierlich ändern. Daher ist die Koordinationsaufgabe auch nicht deterministisch, sondern stochastisch.

¹² Marktwirtschaftliche Anreize fördern Wettbewerb und arbeitsteilige Kooperationen, beispielsweise durch Handel. Statt einer bloßen Umverteilung des Bestehenden (Nullsummenspiel) wird im Sinne eines positiven Summenspiels ein Mehrwert bzw. eine Wertschöpfung in Form von Innovation und Wirtschaftswachstum geschaffen. Zum Beispiel führte der technologische Fortschritt in der Telekommunikation nicht nur zu neuen Produkten wie Smartphones, sondern auch zu neuen Dienstleistungen und Märkten, die den Lebensstandard erhöhten und Arbeitsplätze schufen.

¹³ Im Laufe der jüngeren Geschichte gab es immer wieder Versuche, Marktmechanismen durch computergestützte Planungsmechanismen zu ersetzen. In den 1950er und 1960er Jahren wurden insbesondere in der Sowjetunion große Hoffnungen in die Nutzung von Computermodellen und kybernetischen Theorien gesetzt. Die Schwächen zentraler Planung wurden durch bürokratische Ineffizienzen und Fehlanreize, Fehlallokationen von Ressourcen und vor allem durch unzureichende Rahmenbedingungen für Innovationen offensichtlich. Heute wird gelegentlich darüber diskutiert, ob künstliche Intelligenz Marktmechanismen ablösen könnte. Es ist jedoch eine inhärente Eigenschaft von Informationen, Anreizen und Präferenzen, dass sie dezentral verteilt sind und sich ständig weiterentwickeln, wodurch sie unkalkulierbare Wirkungen entfalten (Emergenz). Daher ist es wahrscheinlich, dass auch auf absehbare Zeit, die Ausgestaltung von zieldienlichen Anreizen durch marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen die nachhaltigste Möglichkeit darstellt, um die gesellschaftliche Wohlfahrt zu steigern.

Die Vielzahl der zu koordinierenden Informationen und ihre Unbeständigkeit machen die Koordinierungsaufgabe zu einem komplexen System.¹⁴ Komplizierte Werkzeuge, wie bspw. Strommarktmodelle sind definitionsgemäß nicht dazu in der Lage, komplexe Probleme zu lösen.

Der Wunsch, Komplexität durch Regulierungs- und Planungsansätze zu kontrollieren, führt zu einer Einschränkung des Lösungsraums, wodurch Präferenzen, Innovationen und dadurch schließlich die Wohlfahrt beschränkt werden. Es braucht eine agile emergente Organisationsform, die sich ständig verändernde Informationen jederzeit internalisieren kann. Diese Aufgabe übernehmen Märkte. Keine zentrale Planungsinstanz kann die dezentrale Informationsaufbereitung und die notwendige Koordinationsaufgabe in ihrer Ganzheit übernehmen.

Aus diesen Erkenntnissen folgt, dass Marktentwicklungen nicht vollständig planbar oder kontrollierbar sind, ohne signifikante Einbußen der Wohlfahrt in Kauf zu nehmen. Das Ziel des Marktdesigns ist es, Rahmenbedingungen auszugestalten, die den Informations- und den Lösungsraum möglichst vollständig nutzen können, damit sich der jeweils angestrebte Nutzen möglichst kostengünstig einstellen kann.

Die marktwirtschaftliche Koordinationsaufgabe in der Energiewirtschaft

Stromsysteme zeichnen sich durch eine Reihe von Eigenschaften aus, die spezifische Anforderungen an den Markt- und Regulierungsrahmen stellen. Dabei kann es leicht dazu kommen, dass sich die Regulierungsansätze ausweiten und Marktmechanismen ihre Wirkung nicht mehr in ausreichendem Maße entfalten können. Es ist daher hilfreich, die zugrundeliegenden Eigenschaften zu betrachten, die Ursprung dieser Regulierungsanforderungen sind. Auf diese Weise können sich Anpassungen des Marktdesigns zielgerichtet anhand der zugrundeliegenden Notwendigkeiten orientieren.

¹⁴ Derzeit werden häufig wettbewerbliche Elemente genutzt, um beispielsweise eine gewünschte Technologie anzureizen. Es gibt jedoch einen Unterschied zwischen „wettbewerblich“ und „marktwirtschaftlich“. Marktwirtschaftliche Prozesse reizen emergente Vorteile in Form von Innovation und Wertschöpfung an. Bei wettbewerblichen Prozessen werden zuvor festgelegte Lösungen lediglich durch Konkurrenz vergeben, um die kostengünstigste Umsetzung zu erreichen. Die wesentliche Allokationsaufgabe wird dabei jedoch durch die zentrale Stelle vorweggenommen, da sie das gewünschte Ergebnis (beispielsweise die Technologie) vorab definiert. Wettbewerbliche Ausschreibungen können technischen Fortschritt sogar hemmen, da die Margenoptimierung für die Unternehmen im Vordergrund steht (teilweise mit Rent Seeking Verhalten). Innovative Ansätze könnten dadurch versehentlich aus dem Lösungsraum rausdefiniert werden.

INFOBOX: LÖSUNGSFINDUNG ANHAND GRUNDLEGENDER PRINZIPIEN

Die Entscheidungsfindung und Problemlösung anhand grundlegender Prinzipien (engl. first principle thinking) geht auf Aristoteles zurück. Er sprach von den ersten Prinzipien, den grundlegenden Ursachen und Axiomen, von denen Erkenntnisse abgeleitet werden können. Anstatt sich einem Problem über Vergleiche oder Analogien zu nähern, werden komplexe Probleme auf die grundlegendsten Elemente und Prinzipien heruntergebrochen. Gängige Herangehensweisen beinhalten häufig implizite Annahmen, die den Lösungsraum einschränken oder verzerren.

Für die aktuelle Diskussion zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns stellt sich beispielsweise die Frage, was das zugrundeliegende Problem für die marktwirtschaftliche Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist. Anstatt die politische Diskussion um Kraftwerksneubauten als gegeben anzunehmen, offenbart sich durch die Orientierung an grundlegenden Prinzipien, dass die Herausforderung in der Gewährleistung der Versorgungssicherheit liegt. Die darauf aufbauende Frage, wie sich Versorgungssicherheit gewährleisten lässt, führt zu einem anderen Lösungsraum als die Frage, wie sich Kraftwerksneubau anreizen lässt. Es ist daher zielführend, im Sinne des Energiepolitischen Dreiecks, die Lösungsfindung anhand fundamentaler Prinzipien aufzubauen.

Für die Frage der Versorgungssicherheit ist die begrenzte Flexibilität der Nachfrage seit jeher die grundlegende Herausforderung, an der sich die Abwägungen regulatorischer Eingriffe orientieren. Die Relevanz der Inflexibilität steigt dadurch, dass Strom seit jeher durch Nichtspeicherbarkeit in ökonomisch relevanten Größenordnungen geprägt ist.¹⁵

Die Orientierung anhand grundlegender Prinzipien führt zu der Frage, wie sich die Anforderungen an das Marktdesign und den Regulierungsrahmen ändern, wenn sich die grundlegenden Eigenschaften verschieben. Wir diskutieren im späteren Verlauf des Kapitels die Auswirkungen der Verbreitung von Batteriespeichern und die Zunahme flexibler Verbraucher. Zunächst widmen wir uns jedoch der Übersetzung der grundlegenden Prinzipien in zieladäquate Anreizmechanismen.

Wir können die Eigenschaft der Nichtspeicherbarkeit auch in anderen Industrien beobachten. Beispielsweise zeichnet sich der Dienstleistungssektor durch strukturelle Nichtspeicherbarkeiten aus. Die Luftfahrtindustrie und die

¹⁵ Eine weitere zentrale Eigenschaft ist die Leitungsgebundenheit, die, aufgrund der Charakteristik eines natürlichen Monopols, regulatorische Ansätze notwendig macht. Diese Aspekte diskutieren wir vor allem in Abschnitt 6.1.2.

Hotelindustrie bauen ihre Wirtschaftlichkeit beispielsweise auf den gleichen Prinzipien auf wie die Energiewirtschaft.

Das theoretische Modell wird als Peak-Load-Pricing bezeichnet, da die Refinanzierung der Fixkosten über höhere Preise in Knappheitszeiten stattfindet, während sich die Preissetzung in Zeiten normaler Nachfrage an den variablen Kosten (kurzfristigen Grenzkosten) orientiert. In der Urlaubs- oder Konferenzsaison liegen die Flug- und Hotelpreise deutlich über den Preisen in der Nebensaison. Da die Nachfrage zu diesen Zeiten das verfügbare Angebot übersteigt, können die Anbieter dieser Dienstleistungen höhere Preise verlangen, was zu einem Nachfragerückgang bei preissensiblen oder flexiblen Nachfragern führt.

IN MÄRKTEN MIT
NICHTSPEICHERBAREN GÜTERN
ERWIRTSCHAFTEN INVESTITIONEN
IHRE FIXKOSTEN IN ZEITEN HOHER
NACHFRAGE.

Das bedeutet allerdings nicht, dass nur wohlhabende Menschen zu diesen Zeiten verreisen können. Indem Kunden die Reise langfristig planen, können sie sich günstigere Preise sichern, als wenn sie spontan zum Flughafen fahren. Insofern wirkt das Peak-Load-Pricing auch als ein Preisaufschlag für Spontanität und Inflexibilität. Wenn Kunden hingegen langfristig planen, oder kurzfristig flexibel sind, können sie günstigere Angebote nutzen. Durch diese Anreize wird die Wohlfahrt gesteigert, indem unwirtschaftliche Überkapazitäten vermieden werden. Denn die Auslastung der Dienstleistungen wird unter Berücksichtigung der individuellen Präferenzen und Zahlungsbereitschaften optimiert, damit die Investitionen wirtschaftlich betrieben werden können.¹⁶

Diese Logik lässt sich auch in der Energiewirtschaft beobachten. Verbraucher und Versorger können sich am Terminmarkt mit günstigeren Preisen gegen

¹⁶ Es könnte bei einem oberflächlichen Blick der Eindruck entstehen, dass die Konsumdifferenzierung über Preise soziale Nebenwirkungen haben kann. Die entscheidende Frage ist jedoch, ob es Alternativen gibt, die fairer sind und zu einer höheren gesellschaftlichen Wohlfahrt führen.

Die Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft führt dazu, dass bei Bedarf das Angebot ausgeweitet wird. Ohne diese Anreizwirkung wäre für alle Kunden ein kleineres Angebot verfügbar, welches durch alternative Allokationsmechanismen zugeordnet werden müsste. In sozialistischen Systemen basiert die Allokation häufig auf impliziten Machtstrukturen (Vetternwirtschaft), die ebenfalls nicht der Allgemeinheit zugutekommen.

Auf der anderen Seite wird durch die Vermeidung von Überkapazitäten ermöglicht, dass sich die Investitionen selbst tragen. Wenn Überkapazitäten vorgehalten würden, müssten sie durch preisexogene Zahlungsströme finanziert werden. Diese werden üblicherweise ebenfalls durch die Allgemeinheit finanziert. In diesem Fall würden also Menschen, die nicht verreisen den Konsum von Reisenden quersubventionieren. Dadurch würden scheinbar soziale Aspekte intransparent und nicht verursachergerecht zulasten derjenigen verteilt werden, die sich womöglich von vornherein keine Reise leisten können oder wollen.

Hinzu kommt, dass die zentrale Planung durch die Anmaßung von Wissen auch Überkapazitäten und Knappheiten in anderen Bereichen verursacht, da dezentral verteilte Informationen und Präferenzen nicht für die Allokation genutzt werden können. Dadurch sinkt über die Summe der Fehlallokationen die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt, denn individuelle Bedürfnisse können nicht angemessen adressiert werden, wodurch für die Gesellschaft Mehrkosten anfallen. Unter Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen ist die Allokation über Preissignale die beste und fairste Möglichkeit zur Steigerung der Wohlfahrt.

kurzfristig höhere Preise absichern. Und wenn Verbraucher kurzfristig flexibel sind, können sie hohen Preisen ausweichen und günstige Preise nutzen.

Aufgrund der elektrotechnischen Anforderung, dass sich Angebot und Nachfrage im Stromnetz stets ausgleichen müssen, bedarf es eines Anreizsystems, das den Konsum jederzeit zuordnen kann. Das Bilanzkreissystem sorgt dafür, dass Angebot und Verbrauch stets ausgleichend geplant werden und dass die Mehrkosten von Planabweichungen durch das Ausgleichensystem verursachergerecht zugeordnet werden. Durch diese Zuordnung entfaltet sich der Anreiz, auch am Terminmarkt stets ausreichend abgesichert zu sein, um Mehrkosten durch kurzfristig höhere Preise am Spotmarkt und im Ausgleichensystem zu vermeiden. Im folgenden Abschnitt besprechen wir ausführlicher die ökonomische Wirkung von Anreizen. Die Anreizwirkung von Terminmärkten diskutieren wir ausführlicher in den Abschnitten 5.6 und 6.2.

4.2 DIE WIRKUNGSWEISE VON ANREIZEN

Im vorherigen Abschnitt haben wir bei der Diskussion über die Rolle marktwirtschaftlicher Organisation von Komplexität bereits die Wirkungsweise von Anreizen erwähnt. In diesem Abschnitt diskutieren wir die Rolle von Anreizen für die Orchestrierung des Verhaltens der Marktakteure. Umgangssprachlich wird der Begriff „Anreiz“ gelegentlich genutzt, um eine Förderung zu motivieren. Wir meinen mit Anreiz die Wirkung von Preissignalen.

Wir haben in der Diskussion zu Fehlanreizen in Abschnitt 2.3.1 gesehen, dass selbst wohlwollende Akteure aufgrund der Rahmenbedingungen zu einem Verhalten animiert werden können, das im Widerspruch zur Zielerreichung steht. Anreize können jedoch auch eine konstruktive Wirkung entfalten, wenn die Rahmenbedingungen zielführend ausgestaltet sind. Ein zieladäquates Marktdesign richtet individuelle und privatwirtschaftliche Anreize konsistent auf eine Weise aus, die zu einer gesellschaftlichen Wohlfahrtssteigerung führen.

Es gibt viele verschiedene Anreizwirkungen, die je nach Individuum oder Organisation durch kulturelle Einflüsse und Erfahrungen vielschichtig ausfallen können. Einige Akteure sind von dem Ziel einer Marktführerschaft motiviert. Andere Akteure entfalten Motivation beim Gedanken, nicht zu scheitern. Es gibt also beispielsweise risikoaffine und risikoaverse Akteure. Einige Akteure streben Innovationen an; andere motivieren sich über den Gedanken der Umweltfreundlichkeit oder eines sozialen Mehrwerts. All diese Ausrichtungen

individueller Präferenzen haben jedoch eines gemeinsam. Sie reagieren mehr oder weniger bewusst auf Preissignale, um sich ihren jeweiligen Zielen anzunähern.

Die Attraktivität hoher Preise führt dazu, dass Akteure tendenziell mehr investieren und damit Risiken eingehen, um den Gewinn zu steigern. Die Volatilität von Preisen signalisiert das Maß an Risiko, mit dem eine Investition einhergeht. Darüber werden risikoaverse Akteure abgeschreckt, weswegen risikoaffine Akteure potenziell höhere Profite erwirtschaften können. Der Wettbewerb um höhere Einnahmen aufgrund hoher Preise führt dazu, dass Preise auf ein gleichgewichtiges Niveau sinken, wovon wiederum Verbraucher profitieren, was somit ebenfalls eine soziale Komponente hat.

Vollständigkeit des Preissignals

Eine Voraussetzung für den positiven Wohlfahrtseffekt der Allokation über Preissignale ist, dass sie möglichst „vollständig“ sind. Im Sinne grundlegender Prinzipien bedeutet das unter anderem, dass externe Effekte möglichst vollständig internalisiert sein sollten.

INFOBOX: MARKTVERZERRUNGEN UND EXTERNE EFFEKTE

Marktverzerrungen entstehen u. a. durch externe Eingriffe in das Marktgeschehen oder durch externe Effekte, die zu einer Fehlallokation von Ressourcen führen. Wenn beispielsweise externe Effekte nicht im Preis internalisiert sind, führen die daraus erwachsenden Fehlanreize zu gesellschaftlich suboptimalen Ergebnissen.

Beispielsweise führen fossile Brennstoffpreise, ohne Bepreisung ihres CO₂-Gehalts, zu einer höheren Nachfrage nach diesem Brennstoff als mit CO₂-Bepreisung. Damit bildet sich ein Marktgleichgewicht, das nicht nachhaltig ist. Aus dieser Perspektive gehen alle Klima- und Umweltschäden, die derzeit durch die Nutzung fossiler Brennstoffe entstehen auf die mangelnde Internalisierung dieser externen Kosten zurück.

Der Internationale Währungsfonds bezeichnet daher die fehlende Internalisierung externer Kosten als indirekte Subvention (IMF, 2024). Darunter leidet einerseits die Umwelt. Auf der anderen Seite erhöht dieses nicht nachhaltige Marktergebnis wiederum die Ungewissheiten für die Marktteilnehmer, da es nur eine Frage der Zeit ist, bis es zu Korrekturen kommt, die sich negativ auf die Rentabilität der Investitionen auswirken. Die nachhaltigste Art, die gesellschaftliche Wohlfahrt zu steigern sind daher vollständige Preissignale.

Als second-best Lösung werden direkte Förderungen genutzt, wenn die Internalisierung externer Effekte aus politischen oder gesellschaftlichen Gründen nicht möglich ist. Fördermechanismen können verschiedene Formen annehmen, von Steuervergünstigen, über die gezielte Reduktion von Risiken, bis hin zu direkten Förderzahlungen. Direkte Fördermechanismen können jedoch wiederum externe Effekte und ungewollte Konsequenzen haben. Korrekturen und Abschaffungen von Förderungen sind in der Realität nicht leicht zu bewerkstelligen, weswegen sich Fördergesetze häufig durch Pfadabhängigkeiten abzeichnen, die langfristig ungewollte gesellschaftliche Kosten mit sich bringen können.

Aus diesem Grund sollten Eingriffe in das Marktgeschehen nur stattfinden, wenn eine Marktunvollkommenheit identifiziert wurde. Idealerweise sollten sich die Eingriffe auf die Internalisierung externer Effekte beschränken, um die gesellschaftliche Wohlfahrt zu steigern. Förderungen sollten nur eingesetzt werden, wenn es keine Möglichkeit gibt, die Marktverzerrung durch weniger invasive Maßnahmen zu adressieren.

Im Preissignal sind auch die jeweiligen Opportunitätskosten der Marktakteure enthalten. Indem eine Transaktion getätigt wird, wird automatisch eine andere Transaktion (bzw. eine Vielzahl anderer Transaktionen) nicht getätigt. Diese (implizite) Allokation wirkt sich auf eine Vielzahl von Preisen aus. Durch das Zustandekommen von Transaktionen werden somit automatisch auch Opportunitätskosten offenbart.

Gelegentlich werden beispielsweise Industrieunternehmen gefragt, ob sie flexibel reagieren würden. Die Sorge der Befragten ist naheliegenderweise, dass wenn sie positiv antworten, sie einerseits genötigt werden, flexibel zu reagieren und andererseits für ihre Flexibilität nicht ausreichend vergütet werden. Es gibt somit starke Anreize, zurückhaltend zu antworten. Diese Umfragen können somit eine Reihe interessanter Erkenntnisse zutage fördern, aber mit großer Sicherheit sagen die Antworten wenig über das tatsächliche Verhalten im Marktgeschehen aus.

Der eingeschränkte Aussagegehalt der Antworten liegt auch darin, dass sie keine Opportunitätskosten berücksichtigen. Wenn beispielsweise bei voller Auftragslage eine Drosselung der Produktion zu Strafzahlungen aufgrund von Vertragsverletzungen führen würde, wären die Opportunitätskosten der Flexibilität in dieser Situation sehr hoch. Die Preise müssten also sehr hoch sein, um die Produktion zu drosseln und beispielsweise Strafzahlungen zu rechtfertigen oder die resultierenden Imageeinbußen zu kompensieren. Wenn andererseits die Nachfrage gering ist und die Produktion die Lager zu füllen droht, sind die Opportunitätskosten sehr gering. In dieser Situation müssten die

Preise also nicht sehr hoch sein, um die Produktion zu drosseln. Die flexible Stromnachfrage wird in beiden Fällen über unterschiedlich hohe Gebote ihren Weg an den Markt finden, da die jeweils integrierten Opportunitätskosten unterschiedlich hoch sind.

Unabhängig davon, ob die Gebote zur Markträumung genutzt werden oder nicht, beeinflussen sie die Preise. Entweder führen die hohen Opportunitätskosten zu höheren Preisen, indem die Nachfrage bedient wird, oder die niedrigen Opportunitätskosten führen zu niedrigeren Preisen, indem die Nachfrage reduziert wird. Die Offenbarung von situativen Zahlungsbereitschaften durch die Anreizsystematik des Marktgeschehens generiert Informationen in Form von Preisen, die sich auf keine andere Weise extrahieren lassen.

Durch dieses Beispiel wird deutlich, dass jede Situation andere Rahmenbedingungen hat und Entscheidungen unterschiedlich ausfallen können. Hinzu kommt, dass das erstmalige Auftreten außergewöhnlicher Preissignale auch einen Lerneffekt hat. Beispielsweise hat sich am 4. Oktober 2009 am deutschen Strommarkt das erste Mal ein negativer Strompreis in Höhe von -500 EUR/MWh eingestellt (Nicolosi, 2010). Die Marktteure waren darauf nicht eingestellt und haben wirtschaftliche Einbußen erlitten. Daraufhin wurden die Handelsabteilungen durchgehend besetzt und innerhalb der Unternehmen wurden Prozesse angepasst, um die Flexibilität zu steigern, um zukünftig besser auf vergleichbare Marktsituationen reagieren zu können. Preissignale führen somit auch zu organisatorischem Lernen. In zwei identischen Situationen, können daher die Reaktionen der Marktteilnehmer substantiell unterschiedlich ausfallen. Märkte reizen daher in Form von Preissignalen eine kontinuierliche Weiterentwicklung an. Das nächste Mal hat sich ein negativer Strompreis von -500 EUR/MWh im Jahr 2023 eingestellt. Die Anreizwirkung negativer Strompreise in Kombination mit Anpassungen des Marktdesigns haben dazu geführt, dass die Flexibilität des Stromsystems kontinuierlich zugenommen hat.

Dadurch konnten kontinuierlich zunehmend größere Mengen Erneuerbarer Energien in den Markt integriert werden.

MARKTAKTEURE LERNEN DEN
UMGANG MIT NEUEN
RAHMENBEDINGUNGEN DURCH
PREISSIGNALE.

Die kontinuierliche Aufwertung von Informationen und die Signalisierung von Anreizen sind inhärente Eigenschaften der marktwirtschaftlichen Organisation. Diese dynamischen Anreize entfalten sich automatisch im Marktgeschehen und sind nicht Bestandteil der statischen Allokation von zentralen Vorgaben oder Fördersystemen. Zentrale Vorgaben hebeln Anreizwirkungen aus, indem sie wichtige Elemente der dynamischen Allokation, wie beispielsweise die

benötigte Menge, die benötigten Preise oder die passende Technologie vorgeben.

Informationsgehalt und Anreizwirkung des Preissignals

Eine Voraussetzung für die Vollständigkeit von Preisen und insbesondere der angemessenen Internalisierung von Opportunitätskosten ist die Sichtbarkeit des Preissignals. Wenn ein Verbraucher zum Zeitpunkt des Konsums keine Kenntnis über die Höhe und die zeitliche Struktur der Preise hat, dann können sich die Präferenzen in Form von Zahlungsbereitschaft und Opportunitätskosten auch nicht in den Preisen wiederfinden. Die Sichtbarkeit des Preissignals ist somit eine Voraussetzung für die Entfaltung der Anreizwirkung.

Derzeit haben die meisten Privatkunden einen Stromliefervertrag, in dem jede Kilowattstunde innerhalb der Vertragslaufzeit den gleichen Preis hat. Selbst wenn der Preis am Strommarkt aufgrund von Knappheit den höchsten Preis des Jahres signalisiert, haben Verbraucher keinen Anreiz das Laden ihres Elektroautos von 19:00 Uhr auf 3:00 Uhr zu verlagern, obwohl diese Verschiebung mit keinerlei Komforteinbußen einhergehen würde. Diese Indifferenz führt zu unnötig hohen Systemkosten, denen kein relevanter Nutzen gegenübersteht. Es handelt sich lediglich um einen externen Effekt aufgrund der Intransparenz des Systemzustands bzw. des Strompreises. Dieser externe Effekt lässt sich problemlos internalisieren, indem Endkunden über dynamische Stromtarife Zugang zum Strompreis erhalten.

Das Risiko, das mit einer Exponiertheit zum Preissignal einhergeht, ist keine unerwünschte Nebenwirkung, sondern eine notwendige Eigenschaft des

RISIKO IST EIN FEATURE
MARKTWIRTSCHAFTLICHER
PROZESSEN, KEIN BUG.

Anreizsystems. Wenn Preise keine Chancen und Risiken signalisieren, entfaltet sich keine Anreizwirkungen. Die Teilnahme an einem sportlichen Wettkampf, ohne das Risiko zu verlieren, reduziert die Motivation, sich durch gezieltes Training auf den Wettkampf vorzubereiten. Wenn Verbraucher trotz hoher Preise Strom konsumieren wollen, ist das ein Ausdruck ihrer Präferenz und somit ein effizientes Transparentmachen ihrer Zahlungsbereitschaft. Wenn Verbraucher jedoch geringe Opportunitätskosten aufgrund eines geringen zeitlichen Nutzens des Stromkonsums haben, weil es ihnen nicht wichtig ist, zu einem bestimmten

Zeitpunkt Strom zu verbrauchen, signalisieren sie ihre geringe Zahlungsbereitschaft und reduzieren bzw. verschieben ihren Stromkonsum.¹⁷

Die technische Perspektive der Verbrauchsflexibilität ist somit die Grundlage für die ökonomische Perspektive der Preiselastizität. Durch flexibles Verhalten signalisieren Verbraucher gleichzeitig ihre Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung.

Auf diese Weise werden dezentral verfügbare Informationen zu einem Preissignal zusammengeführt. Dadurch erhalten Marktakteure die umfassendsten Informationen und zieladäquate Anreize, um die bestmöglichen Entscheidungen zu treffen und das Stromsystem effizient weiterzuentwickeln.

Eine weitere Voraussetzung für die Entfaltung der effizienten Anreizwirkung ist die möglichst verzerrungsfreie Wirksamkeit des Preissignals. Wenn künstliche Opportunitätskosten einer Reaktion auf das Preissignal im Wege stehen, wirken sie als Fehlanreiz, der gleichzeitig das Signalisieren der wahren Preiselastizität verzerrt.

Beispielsweise kann die Art und Weise, wie derzeit die Kosten für die Netznutzung ermittelt werden, einen Fehlanreiz darstellen. Nach § 17 Abs. 2 StromNEV werden die Leistungsentgelte regulär nach der Jahreshöchstleistung des Strombezugs in Kilowatt festgelegt. Diese Regelung ist anreizadäquat, wenn der Stromfluss von der Höchstspannung bis zum Verbraucher durchgeleitet wird. In diesen Fällen wäre die Höchstlast das auslegungsrelevante Kriterium für die Netzkapazität. Wenn es jedoch beispielsweise situativ in einem Netzgebiet ein Überangebot an PV-Strom gibt, dann würde die höhere Last das Netz entlasten. In dieser Situation würde daher die Regelung zur Festlegung des Leistungsentgelts netzdienliches Verhalten bestrafen. Mit Blick auf die Systemdienlichkeit stellt die aktuelle Regelung daher einen Fehlanreiz dar, der systemdienliches Verhalten verhindert. Das preiselastische Verhalten kann daher nicht die wahre Preiselastizität widerspiegeln.

Der hohe Wert des angemessenen Risikos

Umgangssprachlich wird Risiko häufig als etwas Negatives gesehen. Dabei beschreibt das Risiko lediglich Abweichungen vom wahrscheinlichsten Ergebnis. Im Folgenden sprechen wir vereinfachend von Risiken als negative

¹⁷ In Neon (2023b) wird eine Möglichkeit aufgezeigt, wie sich wirksame Flexibilitätsanreize mit einer Absicherung gegenüber unverhältnismäßigen Preisrisiken kombinieren lässt.

Abweichungen vom Erwartungswert und Chancen als positive Abweichungen von den wahrscheinlichsten Entwicklungen.

Wir können uns das Maß an Unsicherheit nicht aussuchen, aber wir können die Eigenschaften, die sich aus der realen Unsicherheit ergeben, konstruktiv nutzen. Da die Realität naturgemäß unvorhersehbar ist, ist es hilfreich, die Anreize, die sich aus dieser Unsicherheit ergeben, gesellschaftlich wohlfahrtssteigernd zu nutzen. Dafür hat beispielsweise die Finanzwirtschaft Werkzeuge entwickelt, die zu einer Bewirtschaftung von Risiken genutzt werden können.

Beispielsweise können Optionsprodukte genutzt werden, um von positiven Abweichungen zu profitieren. Optionen können aber auch genutzt werden, um sich gegen negative Entwicklungen abzusichern. Sowohl für die Wette auf positive Entwicklungen als auch für die Absicherung gegen negative Entwicklungen gibt es Zahlungsbereitschaften aufgrund unterschiedlicher Zukunftserwartungen, Präferenzen und Marktpositionen. Optionen zeichnen sich dadurch aus, dass sie begrenzte Kosten (begrenzt Downside) haben und theoretisch unendliche Gewinnchancen (unendliches Upside). Entscheidend für die Nutzung von Optionsprodukten sind die jeweiligen Kosten und erwarteten Wahrscheinlichkeiten.

Ob ein Marktakteur von einer erwarteten Marktabweichung profitieren kann, hängt davon ab, wie er sich positioniert hat. Dabei können Optionen verschiedene Formen annehmen.

- Beispielsweise kann eine Gasturbine als Realloption betrachtet werden. Auch Beteiligungen an Kraftwerken durch sogenannte Kraftwerksscheiben sind dem Charakter nach eine Realloption. Mithilfe einer Gasturbine oder eine Kraftwerksscheibe hat man daher die Chance von hohen Preisen zu profitieren. Der Preis für die Nutzung dieser Chance sind die Fixkosten dieser Realloption. Dabei weisen Finanzprodukte eine höhere Flexibilität auf als Beteiligungen.
- Ein flexibler Verbraucher¹⁸, der sich zuvor einen Terminkontrakt gesichert hat, kann ebenfalls von hohen Preisen profitieren, indem er den eigenen Verbrauch vorübergehend senkt und den zuvor eingekauften Strom am Spotmarkt zu höheren Preisen verkauft. In diesem Fall stellt die Flexibilisierung in Kombination mit der Beschaffungsstrategie eine Realloption dar.
- Ein Verbraucher kann sich jedoch auch mithilfe einer Option gegen hohe Preise Absichern. Dann bezahlt er einen festen Betrag, um im Fall

¹⁸ Er agiert entweder selbst an der Börse oder über seinen Lieferanten.

steigender Preise, gegen einen Preisanstieg abgesichert zu sein. Der Anbieter dieser Option kann diese Einnahmen wiederum nutzen, um beispielsweise die Fixkosten einer Gasturbine zu finanzieren.

Auf diese Weise entfalten Marktrisiken Anreize, die von den verschiedenen Marktakteuren genutzt werden können, um ihre jeweiligen Positionen und Präferenzen bestmöglich zu bewirtschaften. Durch die Beschäftigung mit realen Risiken werden Unternehmen angereizt, diese Optionswirkungen innerhalb ihrer Portfolien zu integrieren, wodurch sie ihre individuelle Resilienz steigern und zur Resilienz des Gesamtsystems beitragen. Die Notwendigkeit, sich mit der Bewirtschaftung von realen Risiken zu beschäftigen, führt damit sowohl zu privatwirtschaftlich besseren Entscheidungen als auch zu gesamtwirtschaftlich wohlfahrtssteigernden Anreizsystemen.¹⁹

Fördersysteme neigen im Gegensatz dazu, Risiken auf die Gesellschaft zu übertragen. Marktakteure haben in diesen Fällen keinen Anreiz, Risiken zu bewirtschaften, was als eine Form von Marktverzerrung gesehen werden kann. Denn das führt dazu, dass die Anbieter von Absicherungsprodukten bzw. Optionen wiederum niedrigere Einnahmen haben, was sich auf ihre Fähigkeit auswirkt, langfristig (Real-) Optionen anbieten zu können. Durch diese Marktverzerrung sinkt daher die Möglichkeit Spitzenlastkraftwerke zu finanzieren.

Innerhalb von Fördersystemen wird wiederum auch der Optionswert durch Abschöpfungsmechanismen reduziert. Beispielsweise führt die Entwicklung hin zu zweiseitigen Differenzverträgen (CfDs) dazu, dass der Optionswert von EE-Erzeugungsanlagen sinkt. Die Begrenzung des Optionswertes durch Abschöpfungsmechanismen ist daher ein relevanter Bestandteil von Fördersystemen. Einerseits kann das in wettbewerblichen EE-Auktionen zu höheren Geboten führen. Andererseits sinken durch die Aufhebung von Chancen und Risiken diejenigen Marktanreize, die zu einer wohlfahrtssteigernden Allokation aufgrund von realen Unsicherheiten beitragen.

**DIE BEWIRTSCHAFTUNG MARKT-
WIRTSCHAFTLICHER RISIKEN
STEIGERT DIE RESILIENZ DER
UNTERNEHMEN UND DES
SYSTEMS.**

Indem Marktakteure sich nicht mehr mit der Bewirtschaftung realer Risiken beschäftigen, verliert das Gesamtsystem zunehmend an Resilienz. Diese

¹⁹ Die nachhaltige Bewirtschaftung privatwirtschaftlicher Risiken kann auch technologische Innovationen anreizen, die positive Auswirkungen auf das individuelle Chancen-Risiko-Verhältnis haben. Beispielsweise kann die Integration neuer Speichertechnologien als Realoption in das Portfolio einen positiven Effekt auf die Nutzung von Marktchancen haben und gleichzeitig das Risiko durch negative Marktentwicklungen senken.

zunehmende Fragilität kann wiederum zu weiteren staatlichen Eingriffen zum Schutz der Unternehmen führen. Der Umgang mit marktinhärenten Risiken ist daher ein Unterscheidungsmerkmal zwischen marktwirtschaftlichen Organisationsformen bzw. Marktdesigns und Fördersystemen. Um eine starke, innovative und resiliente Wirtschaft anzureizen, ist es daher sinnvoll, Marktakteure dem Wettbewerb und realen Risiken auszusetzen.

Wir haben bereits beschrieben, dass das Risiko eine wichtige Funktion im Anreizsystem hat. Risiko und Chance sind zwei Seiten einer Medaille, die gemeinsam eine effiziente Anreizwirkung entfalten. Dennoch haben Akteure einen Anreiz, über politische Einflussnahme ihre Risikoexposition zu beeinflussen. Aus Sicht eines Unternehmens ist das Marktgeschehen viel angenehmer, wenn es weniger wirtschaftlichen Risiken ausgesetzt ist.

INFOBOX: MORAL HAZARD

Moral Hazard beschreibt eine Situation, in der Akteure bereit sind, ein höheres Risiko einzugehen, weil sie die Kosten ihres Handelns nicht in vollem Umfang tragen. Das kann beispielsweise der Fall sein, wenn Unternehmen regulatorische Rahmenbedingungen auf eine Weise beeinflussen, in der Gewinne privatisiert und Risiken sozialisiert werden. Die Verschiebung des Risikos von Marktakteuren zur Gesellschaft ist beispielsweise eine inhärente Eigenschaft von Fördersystemen.

Wenn es Wirtschaftsakteuren gelingt Rahmenbedingungen zu schaffen, in denen die Gesellschaft für die Reduktion des unternehmerischen Risikos bezahlt und die Gewinne beim Unternehmen verbleiben, kommt es zu Marktverzerrungen und gesellschaftlichen Mehrkosten. Die asymmetrische Verteilung von Chancen und Risiken führt somit zu einer Fehlallokation und dadurch zu einer sinkenden Wohlfahrt.

Ein klassischer Fall von Moral Hazard ist die Rettung (Bailout) von Unternehmen mit Steuergeldern, wenn sie aufgrund von riskanten Fehlentscheidungen vor der Insolvenz stehen. Aufgrund von negativen systemischen Effekten für die ganze Wirtschaft, die bei der Insolvenz großer Unternehmen zu erwarten sind, ist die finanzielle Unterstützung aus öffentlichen Mitteln häufig das kleinere Übel (too big to fail). Wenn Unternehmen damit rechnen können, dass sie im Zweifelsfall gerettet werden, sind sie bereit riskantere Geschäfte einzugehen, die höhere Profite versprechen. Risiko und Chance stehen in diesem Fall nicht in einem angemessenen Verhältnis zueinander, wodurch es zu Marktverzerrungen auf Kosten der Gesellschaft kommt.

Es kann auch zu einer asymmetrischen Risikoverteilung kommen, wenn Investitionen durch Fördermechanismen oder künstlich geschaffene Marktsegmente unterstützt werden. Da Unternehmen aufgrund der Förderung einem geringeren Risiko ausgesetzt sind, neigen sie dazu, mehr von diesen Investitionen zu tätigen, als es für ein Marktgleichgewicht und damit für die gesellschaftliche Wohlfahrt sinnvoll wäre. Unternehmen haben starke Anreize, durch politische Einflussnahme die Vorteile von Fördersystemen oder spezifischen Marktsegmenten herauszustellen und sich für deren Ausweitung einzusetzen, um ihre Gewinne zu steigern. Die Gesellschaft zahlt für die Marktverzerrung, beispielsweise in Form von Umlagen, Steuern oder höheren Preisen.

Bei unternehmerischen Investitionsentscheidungen stellt sich die Frage, wie das (knappe) Kapital möglichst gewinnbringend investiert werden kann. Die finanzielle Analyse identifiziert im Zuge des Auswahlprozesses die wirtschaftlich attraktivsten Projekte für die Investition. Wirtschaftlich attraktiv bedeutet, dass den erwarteten Gewinnen möglichst geringe Risiken gegenüberstehen. Somit beeinflusst die Risikoverteilung die Allokationsfunktion des Marktes.

Wenn ein Unternehmen sicher davon ausgehen kann, dass eine Investition wirtschaftlich ist, wird es große Summen investieren, um vom wirtschaftlichen Erfolg zu profitieren. Wenn ein Unternehmen hingegen eine Investition als risikobehaftet einschätzt, wird es die Investitionen diversifizieren und in ein breiteres Portfolio investieren, um dem Risiko nicht vollständig ausgeliefert zu sein. Diese Risikodiversifikation kann auch dazu führen, dass eine Investition mit mehreren Partnern getätigt wird, um das Risiko aufzuteilen. So wurde es in den 2000er und 2010er Jahren beispielsweise bei Kraftwerksscheiben gemacht. Auch Investitionen in andere Märkte mit anderen (idealerweise möglichst unkorrelierten) Risikoprofilen senkt das Gesamtrisiko für Unternehmen.

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) am 1. April 2000 werden der Ausbau und der Betrieb Erneuerbarer Energien finanziell unterstützt, um dem Klimawandel entgegenzuwirken.²⁰ Die aus ökonomischer Sicht legitime Intention ist es daher den externen Effekten fossiler Technologien mit der Förderung von alternativen Technologien zu begegnen. Bei allen Investitionsentscheidungen wird die Attraktivität von Projekten u. a. aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen und der Fördermöglichkeiten bewertet, die das Risiko-Gewinn-Verhältnis beeinflussen. Das bedeutet, dass

²⁰ Bei dieser Beschreibung handelt es sich nicht um eine Kritik an der EE-Förderung oder dem EE-Ausbau. Es handelt sich lediglich um eine Beschreibung unternehmerischer Abwägungen, die bei der Investition und der Ausgestaltung politischer Strategien aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen angereizt werden. Daher ist jedoch das Vorgehen über die Internalisierung externer Effekte in der Regel aus Sicht eines nachhaltigen Anreizsystems vorzuziehen, da es sich durch geringere Marktverzerrungen auszeichnet. Positive externe Effekte können ebenfalls internalisiert werden und zu einer höheren Vergütung führen.

seit über 20 Jahren in unternehmerischen Finanzmeetings geförderte Projekte in der Regel besser abschneiden als Projekte, die sich in den rein marktlichen Segmenten des Strommarktes behaupten müssen.

Finanzexperten in Unternehmen und Finanzinstituten mit 20-jähriger Berufserfahrung wurden somit darauf trainiert, geförderte Projekte mit einer Asymmetrie von Risiko und Gewinn auszuwählen. Es ist daher nachvollziehbar, wenn Unternehmen vor Investitionsentscheidungen eine Förderung einfordern, da sie durch die regulatorischen Rahmenbedingungen darauf trainiert wurden.

Daraus folgt jedoch nicht, dass jede Investition einer Förderung bedarf, sondern lediglich, dass es für Unternehmen leichter ist, in geförderte Projekte zu investieren, da sie geringere Anforderungen an das Risikomanagement stellen. Zudem wurden risikobehaftete Investitionen vernachlässigt, wodurch sich eine implizite Erwartungshaltung gegenüber Investitionen etabliert hat. Das ist ein Beispiel für verschiedene Wirkungsweisen von Marktverzerrungen (unintended Consequences) durch die Risikoverschiebung von Marktakteuren zu Steuerzahlern und Verbrauchern.

Aus Sicht von Unternehmen ist es attraktiv, die Regulierung und das Förderumfeld auszuweiten, um von asymmetrischen Gewinn-Risiko-Verhältnissen zu profitieren. Hinzu kommt, dass sie durch politische Einflussnahme die Möglichkeit haben, die Rahmenbedingungen zu ihren Gunsten zu beeinflussen (Rent Seeking).

Für ein nachhaltiges Marktdesign ist es jedoch notwendig, Rahmenbedingungen zu schaffen, die nicht in einem Förderwettbewerb zwischen Marktsegmenten münden. Dadurch steigen lediglich die Gesamtsystemkosten, ohne dass den zusätzlichen Kosten ein adäquater Nutzen gegenübersteht. Investitionen sollten auf eine Weise angereizt werden, dass sie die Anforderungen des energiepolitischen Dreiecks möglichst kostengünstig erfüllen.

4.3 DIMENSIONEN DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

In diesem Abschnitt besprechen wir die notwendigen Eigenschaften, die erfüllt sein müssen, um die Versorgungssicherheit effektiv und kostengünstig zu gewährleisten. Gerade weil die Versorgungssicherheit eine herausragende Rolle bei der Ausgestaltung des Marktdesigns spielt, diskutieren wir die relevanten Wechselwirkungen ausführlicher. Dabei integrieren wir u. a. die Aspekte, die wir bei der Diskussion zur Rolle von Märkten und Anreizen in den vorherigen Abschnitten diskutiert haben.

Wir haben bereits in Abschnitt 3.1 besprochen, dass sich hinter der Versorgungssicherheit mehrere Elemente verbergen, die gemeinsam die Versorgungssicherheit ausmachen. Für ihre Gewährleistung ist die gesamte Wertschöpfungskette ausschlaggebend:

- **ENERGIESICHERHEIT:** die Primärenergieversorgung, inklusive der dazugehörigen Logistik, z. B. Erdgasversorgung, Wasserstoffversorgung (bzw. deren Derivate)²¹
- **GENERATION ADEQUACY:** die Verfügbarkeit der Umwandlungstechnologien, z. B. thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, wind- und solarbasierte Kraftwerke
- **SYSTEM ADEQUACY:** die Übertragungs- und Verteilnetzinfrastruktur, inklusive der notwendigen Systemdienstleistungen, Sensorik und Steuerungselemente
- **NACHFRAGEFLEXIBILITÄT:** wenn Verbraucher flexibel auf Preise reagieren, steigert das die Resilienz des Gesamtsystems

Die Diskussionen über die Versorgungssicherheit konzentrieren sich üblicherweise auf die ausreichende Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke. Die „Generation Adequacy“ ist notwendig, aber nicht hinreichend für die effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Der Fokus auf brennstoffbasierte bzw. thermische Kraftwerke greift für die Organisation einer kostengünstigen und nachhaltigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit daher deutlich zu kurz.

In diesem Abschnitt besprechen wir die Ansätze des aktuellen Monitorings der Versorgungssicherheit, welche ergänzenden Perspektiven aus unserer Sicht notwendig sind, an welchen Stellen es in der Diskussion häufig noch Missverständnisse gibt, welche Rolle der Binnenmarkt spielt und welche Anforderungen an die Organisation der Versorgungssicherheit sich daraus ergeben.

Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Damit die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, müssen sich Angebot und Nachfrage stets ausgleichen. Die gesamte Wertschöpfungskette führt in Summe zur Angebotskurve. Beispielsweise führt eine situativ knappe Versorgung mit Primärenergieträgern zu einer steileren Angebotskurve. Ein

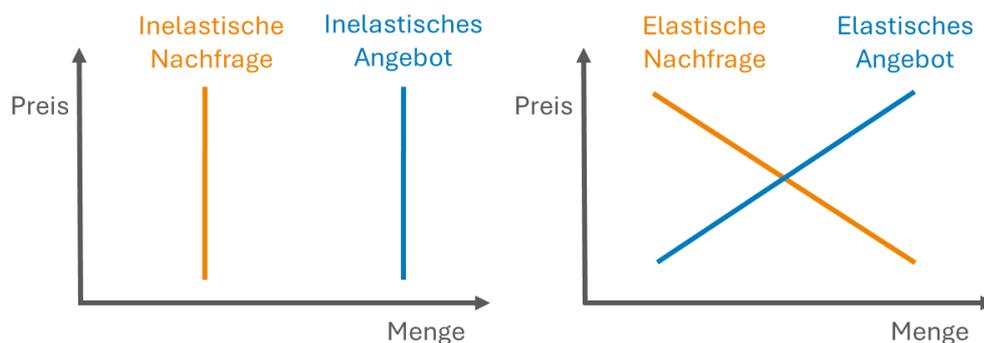
²¹ Wasserstoff ist kein Primärenergieträger, sondern ein Speichermedium. Aus Gründen der Vereinfachung zählen wir Wasserstoff in dieser Studie jedoch zu den relevanten Primärenergieträgern.

situativ hohes Angebot Erneuerbarer Energien führt zu einer flachen Angebotskurve.

Ein hohes Angebot steigert daher die Elastizität der Angebotskurve, da die Grenzkosten des Angebots nicht so schnell ansteigen. Preissensible bzw. flexible Verbraucher führen zu einer elastischen Nachfragekurve, da sie ihren Konsum zeitlich verschieben bzw. optimieren können. Wenn der situative Preis den individuellen Nutzen situativ übersteigt, verzichten Verbraucher zu diesem Zeitpunkt auf ihren Konsum und holen ihn ggf. zu einem späteren Zeitpunkt nach. Dadurch spielen sie eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit.

Wenn die Angebotskurve und die Nachfragekurve hinreichend elastisch sind, ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, da es stets zu einem markträumenden Schnittpunkt kommt. Abbildung 6 stellt elastische und inelastische Angebots- und Nachfragekurven illustrativ gegenüber.

Abbildung 6: Gegenüberstellung von elastischen und inelastischen Angebots- und Nachfragefunktionen



Quelle: Eigene Darstellung.

In diesem Abschnitt besprechen wir vor allem die angebotsseitigen Aspekte der Versorgungssicherheit. Den Fokus auf flexible Verbraucher für die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit legen wir in Abschnitt 4.5.

Die Verlockungen der Versorgungssicherheitsberichte

Sowohl im deutschen als auch im europäischen Recht werden Vorgaben für die Erstellung von Versorgungssicherheitsberichten definiert (§ 51 EnWG und Art. 24 Strombinnenmarktverordnung für den nationalen Versorgungssicherheitsbericht und Art. 23 der Strombinnenmarktverordnung für den europäischen Versorgungssicherheitsbericht). Die Vorgaben gehen

dabei sogar in methodische Feinheiten der Modellierung ein, um die Qualität der Berichte zu gewährleisten und die Willkür der Herangehensweise zu begrenzen.

Die Methodik zur Bemessung der Versorgungssicherheit hat sich in den letzten Jahren deutlich weiterentwickelt. Bis vor wenigen Jahren wurden nationale Leistungsbilanzen erstellt. Dafür wurde ein Derating für jede Technologiekategorie vorgenommen, das approximieren sollte, welchen Beitrag diese Technologie zur Versorgungssicherheit zum Zeitpunkt der nationalen Höchstlast beitragen würden. Die Kraftwerke wurden unter Berücksichtigung des jeweiligen Deratingfaktors aggregiert und der historischen Höchstlast gegenübergestellt.

Diese Methode war nicht mehr für ein zunehmend EE-basiertes System geeignet, das in einen Binnenmarkt eingebettet ist. Typische Kritikpunkte waren der deterministische Ansatz für die Gegenüberstellung von Kraftwerken und Spitzenlasten, die Vernachlässigung des Beitrags Erneuerbarer Energien zum Zeitpunkt der Spitzenlast und die Vernachlässigung des Binnenmarktes.

Der neue Ansatz basiert auf einer probabilistischen Analyse, die im Gegensatz zur deterministischen Herangehensweise Aussagen über die Wahrscheinlichkeit einer Unterdeckung ermöglicht (LOLE und EENS). Die Methodik berücksichtigt eine Vielzahl von Wetterjahren für die Berechnung der EE-Einspeisung und der klimabedingten Stromnachfrage, sowie eine große Bandbreite an geplanten und ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten. Zudem werden grenzüberschreitende Ausgleichseffekte berücksichtigt, wodurch das Marktgeschehen deutlich besser approximiert wird.

INFOBOX: VERSORGUNGSSICHERHEITSINDIKATOREN LOLE UND EENS

Die Idee der Leistungsbilanzen war es, ein worst-case Szenario zu berechnen, um zu überprüfen, ob die Versorgungssicherheit selbst unter diesen Bedingungen gewährleistet wäre. Die probabilistische Methode erlaubt dagegen auf Basis einer Vielzahl möglicher Entwicklungen Aussagen über die Wahrscheinlichkeit möglicher Versorgungsunterbrechungen. Zu diesem Zweck werden vor allem zwei Indikatoren verwendet:

- LOLE: Der Indikator „Loss of Load Expectation“ ist eine statistische Kennzahl für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Er beschreibt den Erwartungswert in Stunden pro Jahr (h/a), in denen die Stromnachfrage das Angebot am Strommarkt übersteigt. Der Begriff ist jedoch irreführend, da eine Situation, die den LOLE steigert, nicht zwangsläufig zu einer unfreiwilligen Nachfragereduktion führen muss.

- EENS: Der Indikator „Expected Energy Not Served“ beschreibt hingegen die Energiemenge (z. B. MWh), die im Erwartungswert nicht gedeckt werden kann. Gelegentlich wird fälschlicherweise von einem Blackout gesprochen. Demgegenüber zeigt die Kennzahl EENS, dass auch im Falle einer Unterdeckung in der Regel nur eine vergleichsweise geringe Stromnachfrage nicht gedeckt werden kann.

Beide Indikatoren beziehen sich auf die Wahrscheinlichkeit und den Umfang einer möglichen Unterdeckung aus Perspektive des Strommarktes. Das bedeutet jedoch nicht, dass es tatsächlich zu einer Versorgungsunterbrechung kommt, da es noch verschiedene Möglichkeiten außerhalb des Marktes gibt, mit denen die Stromversorgung für alle Verbraucher aufrechterhalten werden kann.

Aus methodischer Sicht sollten Erwartungswerte nicht mit einer Prognose verwechselt werden. Der Erwartungswert ist das arithmetische Mittel einer Vielzahl von denkbaren Realisierungen (bspw. Wetterjahre, Kraftwerksausfälle, etc.). Eine Prognose ist hingegen eine konkrete Vorhersage auf Basis spezifischer Annahmen. So können beispielsweise für die Berechnung des Erwartungswertes auch Realisierungen berücksichtigt werden (bspw. extreme Wetterjahre), die für ein konkretes Jahr nicht zu erwarten wären. Die beiden Kennzahlen LOLE und EENS stellen statistische Kennzahlen unter Berücksichtigung von extremen Realisierungen dar. Daher handelt es sich um nützliche Richtwerte für die Dimensionierung von Systemen und nicht um Prognosen.

Die probabilistische Methode ist eine deutliche Weiterentwicklung gegenüber dem deterministischen Ansatz. Sie stellen jedoch hohe Anforderungen an die Interpretation der Ergebnisse. Die Kennzahlen LOLE und EENS sind nützlich, wenn die zugrundeliegenden Informationen die Realität hinreichend gut abbilden. Das ist insbesondere der Fall, wenn Daten für die nahe Zukunft verwendet werden, da davon auszugehen ist, dass sich die Umstände in der kurzen Frist nicht stark verändern. Wenn die Informationsqualität hingegen nicht gut ist, beispielsweise weil Annahmen über längere Zeiträume getroffen werden, besteht jedoch die Gefahr, dass die Kennzahlen eine Scheingenauigkeit suggerieren, die zu Fehlinterpretationen einlädt.

Die probabilistische Methode übersetzt auf mathematisch exakte Weise, mithilfe eines deterministischen Optimierungsalgorithmus, eine Vielzahl von expliziten und impliziten Annahmen (inklusive der modellinhärenten Annahmen – siehe Diskussion zur Neoklassik in Abschnitt 4.1) in aggregierte Kennzahlen. Wenn die Annahmen über die Zukunft mit Unsicherheiten versehen sind, sind demnach auch

die Ergebnisse mit Unsicherheiten versehen. Dieser triviale Zusammenhang darf bei der Nutzung der Ergebnisse nicht vernachlässigt werden.

Diese methodischen Weiterentwicklungen stellen bezüglich ihres Aussagegehalts signifikante Verbesserungen gegenüber dem deterministischen Ansatz dar. Dennoch führen die Nutzung der Methode und die Interpretation der Ergebnisse in der politischen Diskussion teilweise zu fehlgeleiteten Diskussionen.²²

Die Grenzen des Vorhersagbaren

Das Hauptproblem besteht darin, dass das Bedürfnis nach umfassender Sicherheit über zukünftige Entwicklungen nicht befriedigt werden kann. Auch eine detaillierte mathematisch korrekte Methode löst dieses epistemologische Grundproblem nicht auf.²³

Die Hoffnungen, die auf die Versorgungssicherheitsberichte projiziert werden, finden sich in der Kombination aus den Berichtsvorgaben und den Beihilferichtlinien, die jedoch mit der jüngsten Novelle etwas aufgeweicht wurden. Die Berichte sollen nachweisen, dass die Versorgung gesichert ist. Wenn auf absehbare Zeit nicht genug Kapazitäten gebaut werden und es anhand der statistischen Kennzahlen ersichtlich ist, dass die Versorgungssicherheitskriterien nicht erreicht werden, dann darf mithilfe von Kapazitätsmechanismen nachgeholfen werden. Das soll jedoch mit einem zeitlichen Vorlauf geschehen (die Berichte blicken bis zu 10 Jahre in die Zukunft), der es ermöglicht, die Kapazitätsmechanismen einzuführen und neue Kapazitäten zuzubauen.

Verlässliche Aussagen über reale Entwicklungen lassen sich jedoch über den notwendigen Zeitraum nicht treffen. Denn die sich am Markt abzeichnende Knappheit ist notwendig, um eine Investitionsbereitschaft auszulösen. Es sei denn, aufgrund der politischen Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen werden Ungewissheiten in die Marktorganisation

²² Eine ausführliche Diskussion der Methodik und der deutschen und europäischen Versorgungssicherheitsberichte geht über den Rahmen der Studie hinaus. Wir konzentrieren uns auf die wesentlichen Aspekte, die für die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit ausschlaggebend sind. Bei der Diskussion geht es nicht primär um methodische Details, sondern vor allem darum, wie die Ergebnisse in der politischen Diskussion genutzt werden.

²³ Das epistemologische Grundproblem besteht u. a. in der inhärenten Unwissbarkeit des Lösungsraums und der Unvorhersehbarkeit zukünftiger Entwicklungen in komplexen Systemen. Entscheidungen auf Basis vereinfachter Modelle zu treffen, kann dazu führen, dass die Modellannahmen (z. B. perfekte Voraussicht, Annahme eines Marktgleichgewichts, Rationalität und vollständiges Wissen aller Entscheidungsträger, vollständige Kenntnis aller verfügbaren Technologien) für die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen ausschlaggebender sind als die Rahmenbedingungen in der Realität. Im deutschen Versorgungssicherheitsbericht (BNetzA, 2023b) werden an verschiedenen Stellen die Grenzen und Abwägungen bezüglich des Aussagegehalts transparent dargestellt.

eingefügt, die zu Fehlanreizen und damit zu Attentismus führen (siehe die Diskussion zu Fehlanreizen in Abschnitt 2.3.1). Daher führen die Ansprüche an die Methodik in Kombination mit dem notwendigen zeitlichen Vorlauf zwangsläufig zu einer selbsterfüllenden Prophezeiung auf Kosten der marktwirtschaftlichen Organisation.

Die Vorgehensweise der Berichte weckt somit bei den Stakeholdern die Hoffnung, die komplexen Marktentwicklungen durch eine komplizierte Methode planbar zu machen. Das können die Berichte jedoch definitionsgemäß nicht leisten. Als Folge werden implizit die epistemologischen Grenzen der Methodik als Beschränkung der Märkte interpretiert. Denn das Bedürfnis nach Sicherheit ist spürbar. Die Grenzen liegen jedoch nicht in der Methodik, sondern in der Planbarkeit und Kontrollierbarkeit der Realität. Der nachvollziehbare Reflex auf Unsicherheit ist häufig, mehr Kontrolle ausüben zu wollen, auch um sich politisch abzusichern. Das kann jedoch zentrale Eingriffe und Vorgaben motivieren, die zwangsläufig zu Fehlallokationen führen.

Die Reduktion der Lösungsräume

Eine Möglichkeit zur Auflösung dieses nachvollziehbaren Bedürfnisses nach Sicherheit liegt im Verständnis der emergenten Eigenschaften der marktwirtschaftlichen Organisation. Das Verständnis der Anreizwirkungen kann das Vertrauen stärken, dass Preissignale bei den Marktteilnehmern den Wunsch wecken, mit Investitionen in geeignete Kapazitäten zu reagieren. Beispielsweise konnten in der Energiekrise aus ökonomischer Sicht erwartbare Verbrauchs- und Investitionsmuster beobachtet werden.

Diesem Vertrauen wirken die Versorgungssicherheitsberichte jedoch ebenfalls entgegen. Denn die Suggestion scheinbar einfacher Lösungen für komplexe Probleme führt dazu, dass die Allokationsherausforderung in der Realität aufgrund der im Modell vorgegebenen Lösungsräume auf den Zubau von Kraftwerken reduziert wird. Bei genauer Betrachtung berücksichtigt die Methodik viele Wechselwirkungen von der Rolle der Netzinfrastruktur, über Speicher, bis hin zu flexiblen Verbrauchern.²⁴ In der Diskussion um statistische Kennzahlen in einem Marktgebiet wird jedoch in der Regel nicht darüber diskutiert, ob eine weitere Leitung oder eine Anpassung der Annahme über die Verhaltensweise flexibler Verbraucher innerhalb der nächsten zehn Jahre das errechnete Problem lösen. Häufig wird vor allem über Kraftwerksinvestitionen

²⁴ Technologische Innovationen werden jedoch aus inhärenten Gründen der Methodik zwangsläufig vernachlässigt. Diese Formen der Unwissbarkeiten lassen sich methodisch nicht abbilden. Für die Entwicklungen in der Realität sind sie jedoch entscheidend.

diskutiert. Genauer gesagt, von den interessierten Stakeholdern wird die Notwendigkeit von Kapazitätsförderungen betont. Damit wird die Frage, wie Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, fehlgeleitet zur Frage, wie Kraftwerksinvestitionen „garantiert“ werden können.

CASE STUDY: BATTERIEN ALS BEISPIEL FÜR DIE NUTZUNG ZUSÄTZLICHER LÖSUNGSRÄUME

Wie bereits in Abschnitt 4.1 diskutiert, werden in den BMWK Langfristszenarien keine Batteriespeicher zugebaut, weil sie unter Berücksichtigung der expliziten und impliziten Modellannahmen nicht die kostengünstigste Option sind, um die Nachfrage im Modell zu decken. Dennoch werden sie in der Realität aus unterschiedlichen Gründen zugebaut (beispielsweise sind Batteriespeicher für eine Reihe von Dienstleistungen nützlich, die in der Modellierung nicht abgebildet werden).

Hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Versorgungssicherheit zeigt Frontier Economics (2023), dass Batteriespeicher bis zum Jahr 2030 bis zu 9 GW an konventioneller Erzeugungskapazität ersetzen können.

Bei zieladäquater Ausgestaltung der Anreizmechanismen spielt es dabei keine Rolle, ob es sich um Großbatterien handelt, oder um virtuelle Kraftwerke, die sich aus einer Vielzahl dezentraler Speicher und anderer Flexibilitätsoptionen zusammensetzen.

Die Versorgungssicherheitsberichte zeichnen sich durch eine hohe methodische Qualität aus. Für die Vorausschau von ein oder zwei Jahren liefern die Berichte sinnvolle und nutzbare Aussagen. Über einen Zeitraum von bis zu zehn Jahren lassen sich die errechneten Kennzahlen aufgrund der stark sinkenden Informationsqualität jedoch nicht für belastbare Aussagen nutzen. Für die Planung der Netzinfrastruktur ist das methodische Vorgehen aufgrund der notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen sinnvoll. Für marktwirtschaftliche Prozesse ist dieses Vorgehen jedoch ungeeignet.

Das Vorgehen der Versorgungssicherheitsberichte für die Lösung der realen Unsicherheit erinnert an die Fabel von dem betrunkenen Mann, der unter einer Laterne nach seinem Schlüssel sucht. Auf die Frage eines vorbeikommenden Nachbarn, ob er den Schlüssel hier verloren habe, antwortet der Mann: „Nein, ich habe den Schlüssel da hinten verloren, aber da ist es zu dunkel.“ Nur weil die Methodik das Beste ist, was uns zur Verfügung steht, um etwas zu berechnen, heißt das nicht, dass die resultierenden Kennzahlen uns bei der Beantwortung der eigentlichen Frage helfen können.

DER FOKUS SOLLTE AUF DER WEITERENTWICKLUNG ANREIZ-ADÄQUATER RAHMENBEDINGUNGEN LIEGEN, UM DIE VERSORGENGS-SICHEREHEIT MIT ALLEN ZUR VERFÜGUNG STEHENDEN MITTELN KOSTENGÜNSTIG ZU GEWÄHRLEISTEN.

Die Herausforderung tritt demnach bei der Nutzung der Berichte in der energiepolitischen Diskussion auf. Denn das Suggestieren der Vorhersehbarkeit und Planbarkeit komplexer Systeme führt zu einer Erwartungshaltung von Kontrolle. Stattdessen sollte der Fokus auf der Weiterentwicklung anreizadäquater marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen liegen, um die Versorgungssicherheit mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln kostengünstig zu gewährleisten.

Primärenergieverfügbarkeit

Kein Primärenergieträger ist jederzeit verfügbar und vollkommen sicher.²⁵ Zudem geht die Nutzung jedes Energieträgers mit spezifischen Anforderungen an die Wertschöpfungskette einher, die ihre sichere Verfügbarkeit beeinflussen. Die Ungewissheiten der leitungsgebundenen Gasversorgung haben wir im Zuge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine erfahren. Wasserkraftwerke sind auf ausreichend Zufluss und Niederschlag angewiesen, um Strom zu erzeugen. Ein niedriger Wasserstand von Binnengewässern kann auch die Kühlung und damit die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken beeinflussen. Ebenso kann ein niedriger Wasserstand den Transport von Kohle einschränken. Wir erfahren zudem täglich, dass die Sonne nicht jederzeit scheint und der Wind nicht jederzeit weht. Kein Primärenergieträger allein kann daher die sichere Versorgung vollumfänglich gewährleisten.

²⁵ Das gilt grds. für alle Technologien. Auch eine starke Konzentration einzelner Technologien kann zu systemischen Risiken führen. In Deutschland hat die Nutzung von T-25 Stahl in Kohlekraftwerken zu Problemen mit einer ganzen Generation von Kraftwerken geführt. Die französische Kernenergieflotte hatte in der Energiekrise signifikante Unverfügbarkeiten aufgrund von Wartungsarbeiten an vielen Meilern und aufgrund niedriger Wasserstände, die zu einer Einschränkung der Kühlung geführt haben.

Zukünftig werden wir auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff zur Verstromung in thermischen Kraftwerken angewiesen sein, um die Nachfrage, die nicht durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, zu bedienen. Aktuell bestehen jedoch noch signifikante Ungewissheiten über die Verfügbarkeit und die Kosten dieser Absicherungsoption.

Wir können jedoch davon ausgehen, dass insbesondere in der Phase des Markthochlaufs, die Liquidität des Handels eingeschränkt sein dürfte. Daraus folgen zusätzliche Ungewissheiten für die Verfügbarkeit und die Preise des Wasserstoffs. Im Jahr 2023 haben beispielsweise Angestellte eines australischen LNG-Terminals mit Streik gedroht, woraufhin europäische Gaspreise um bis zu 40 Prozent angestiegen sind (Bloomberg, 2023). Es wird noch viele Jahre dauern, bis der globale Wasserstoffmarkt eine vergleichbar hohe Liquidität wie der LNG-Markt aufweisen wird. Daher ist davon auszugehen, dass die Preisvolatilität von Wasserstoff deutlich höher ausfallen dürfte als die Preisvolatilität von LNG.

Wasserstoff hat zudem eine geringere Energiedichte als Methan.²⁶ Daraus folgt, dass selbst bei vollständiger Umwandlung der aktuellen Erdgas-Speicherkapazitäten in Wasserstoffspeicher eine geringere Energiemenge gespeichert werden kann. Demgegenüber steht ein niedrigerer Gesamtverbrauch von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas, wodurch sich die Auswirkungen der reduzierten Speicherkapazität wieder etwas relativieren würden.

Da für die Versorgungssicherheit die gesamte Wertschöpfungskette entscheidend ist, bedarf es neben der Verfügbarkeit von Kraftwerken, die ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff. Aufgrund der voraussichtlich knappen

EINE TECHNOLOGISCHE KONZENTRATION UND EINE DAMIT EINHERGEHENDE ABHÄNGIGKEIT VON ENERGIETRÄGERN KANN DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT SENKEN.

Wasserstoffverfügbarkeit in der Hochlaufphase und der absehbar hohen Preise, stärkt jede kostengünstige, alternative Möglichkeit der Nachfragedeckung die Versorgungssicherheit, indem Brennstoff eingespart werden kann. Diese Einsparung würde zudem die Systemkosten senken, da wasserstoffbasierte Gaskraftwerke voraussichtlich auf absehbare Zeit die teuerste Möglichkeit zur Stromerzeugung darstellen dürften. Jede eingesparte kWh Wasserstoff erhöht daher die Versorgungssicherheit und senkt die Systemkosten.

²⁶ Der Heizwert von Wasserstoff beträgt ca. 3,0 kWh/m³ und derjenige von Methan ca. 9,97 kWh/m³ (Energie Lexikon, 2024).

Aus diesem Grund sollte das Marktdesign durch die Ausgestaltung wettbewerblicher Rahmenbedingungen auch die Nutzung alternativer Möglichkeiten zur Nachfragedeckung anreizen. Zusätzlich zu den im letzten Abschnitt besprochenen Batterien spielen der Binnenmarkt, den wir im folgenden Abschnitt diskutieren, und flexible Nachfrager, die wir in Abschnitt 4.5 diskutieren, entscheidende Rollen.

Der Nutzen des Binnenmarktes für kosteneffiziente Versorgungssicherheit

Im Jahr 1951 wurde die UCPTÉ (Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité) mit dem Ziel gegründet, den synchronen Betrieb und die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes in Kontinentaleuropa zu koordinieren, um eine zuverlässige Stromversorgung im gesamten Verbundnetz zu gewährleisten. Die Vorteile grenzüberschreitender Zusammenarbeit für die Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz waren demnach schon sehr früh bekannt und akzeptiert.

Dennoch gibt es Stimmen, die den Import von Strom kritisch betrachten. Das ist erstaunlich, da Deutschland seit Jahrzehnten einen großen Anteil an Rohmaterialien, Vorprodukten und Primärenergieträgern importiert. Für die Versorgungssicherheit mit Strom ist die Primärregelleistung aufgrund der hohen zeitlichen Anforderungen sicherlich das kritischste Element. Seit der Veröffentlichung des „Operation Handbook“ der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) im Jahr 2004, wird die Primärregelleistung grenzüberschreitend dimensioniert. Die sichere Versorgung mit Strom ist also spätestens seit 2004 eine Gemeinschaftsaufgabe.

Gelegentlich wird kritisiert, dass wir Strom aus Kernenergie importieren, den wir bei uns nicht produzieren wollen. Diese Kritik steht jedoch im Widerspruch zum Europäischen Gedanken und zu ökonomischen Gesetzmäßigkeiten. Europäische Mitgliedsstaaten haben die Souveränität über ihren Energiemix. Alle anderen Ansätze würden den Zusammenhalt in der EU gefährden. Die Kombination von Gemeinsamkeiten und Unterschiedlichkeiten ist schließlich das, was Europa ausmacht.

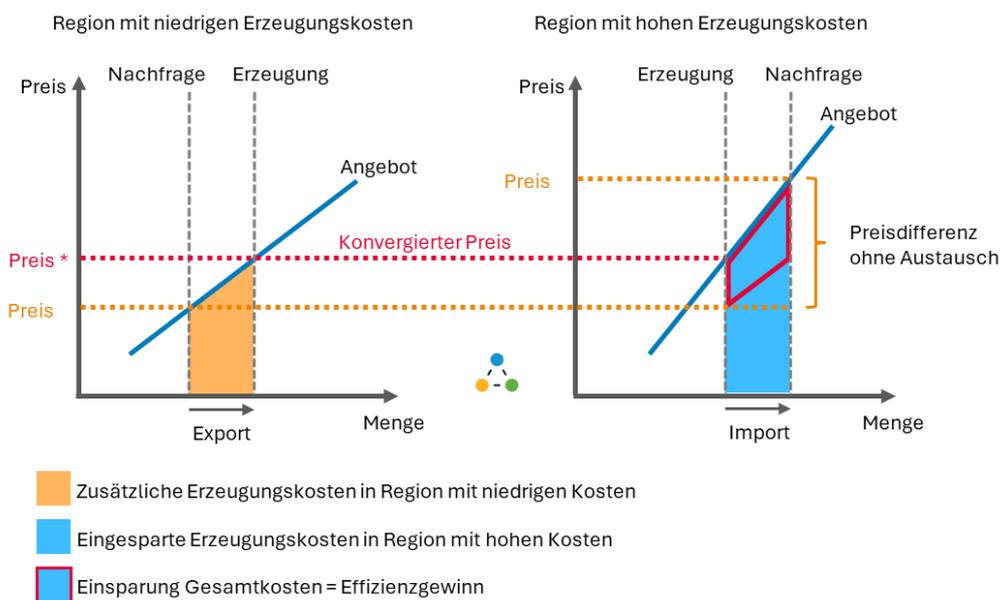
Die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten hat in der Energiekrise zu hohen Kosten für die Wirtschaft und die Bevölkerung geführt. Daraus sollten wir lernen. Die rationale Lektion lautet jedoch Diversifikation und nicht Autarkie. Autarkie wäre eine Überreaktion, die mit hohen Wohlfahrtseinbußen einhergehen würde.

**DIE TECHNOLOGISCHE
DIVERSIFIKATION IM
BINNENMARKT STEIGERT DIE
EFFIZIENZ UND SICHERHEIT
DER STROMVERSORGUNG.**

Stattdessen sollte die Kooperation innerhalb einer Wertegemeinschaft zunehmen, um die Resilienz und die Wohlfahrt zu steigern. Die Stärkung der europäischen Kooperation und Integration ist die beste Antwort auf die derzeit zunehmenden geopolitischen Risiken. Der Mehrwert der innereuropäischen Unterschiedlichkeit zeigt sich auch in der Diversifikation des europäischen Strommixes.

Die Unterschiede sind zudem die Quelle für Handelsgewinne. Erst durch die Durchmischung verschiedener Energiequellen und Technologien erwächst die Möglichkeit, voneinander zu profitieren; sowohl ökonomisch als auch bei der Versorgungssicherheit. In diesem Sinne ist die Unterschiedlichkeit kein Nachteil, sondern ein Vorteil, den wir bestmöglich nutzen sollten. Abbildung 7 stellt die Kosteneinsparungen durch den Stromaustausch zwischen zwei Gebotszonen dar.

Abbildung 7: Kosteneinsparung durch grenzüberschreitenden Stromaustausch



Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 7 ist einerseits dargestellt, wie der Stromaustausch die Brennstoffkosten und die Preisvolatilität senkt, andererseits wird Erzeugungskapazität effizienter genutzt, was eine positive Wirkung auf die Versorgungssicherheit hat und in der langfristigen Perspektive Fixkosten einsparen kann. Durch diese Reduktion der Gesamtsystemkosten zeigt sich der Wohlfahrtseffekt des Binnenmarktes. Der finanzielle Mehrwert des Binnenmarktes für Strom wurde von ACER (2022) auf 34 Md. Euro pro Jahr beziffert. Mit dem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien und einer steigenden Preisvolatilität wird dieser Mehrwert in den nächsten Jahren weiter

ansteigen. Im nächsten Abschnitt diskutieren wir u. a., wie der Binnenmarkt zusätzlich zur Einsparung der variablen Kosten auch die Fixkosten des Stromsystems senkt. Dadurch wird der positive Effekt für die Versorgungssicherheit auch aus einer Wohlfahrtsperspektive sichtbar.

4.4 DIE HERAUSFORDERUNGEN EINES DYNAMISCHEN EE-BASIERTEN STROMSYSTEMS

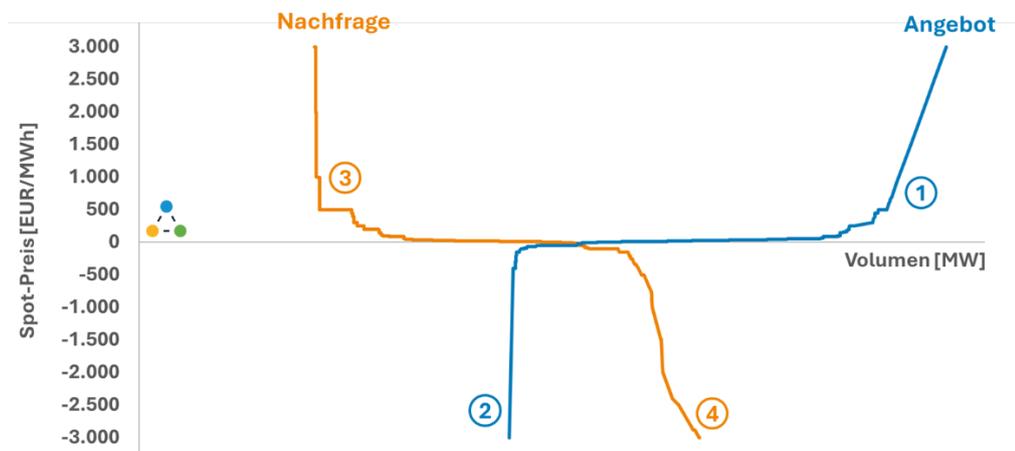
In einem statischen System, dessen Elemente keiner signifikanten Veränderung ausgesetzt sind, ist die Informationsqualität über die absehbare Zukunft relativ gut: Es ist bekannt, wie hoch die Spitzenlast voraussichtlich sein wird und es ist relativ gut bekannt, wieviel und welche Technologien zur Lastdeckung benötigt werden. Daraus folgt, dass sich statische Systeme gut planen lassen.

In dynamischen EE-basierten Systemen ist die Informationsqualität, insbesondere unter Berücksichtigung von Innovationen, nicht besonders gut. Es ist nicht klar, wieviel von welcher Technologie benötigt wird. Daher ist ein anderer Erkundungsprozess notwendig, um die dezentral verteilten Informationen zu aggregieren und auf ihrer Basis Entscheidungen zu treffen.

Der Transformationsprozess der Erzeugungsstruktur

Häufig konzentrieren sich ökonomische Analysen auf Marktgleichgewichte. Die Qualität eines nachhaltigen Marktdesigns wird jedoch deutlich, wenn es auch dynamische Transformationsprozesse organisieren kann. Für das Verständnis dynamischer Transformationsprozesse ist das Zusammenspiel zwischen kurzfristigen Preissignalen und langfristigen Investitionen und Desinvestitionen entscheidend. Abbildung 8 stellt die Angebots- und Nachfragefunktion des Spotmarktes dar.

Abbildung 8: Illustrative Darstellung der Angebots- und Nachfragefunktionen des Spotmarktes



Quelle: Eigene Darstellung.

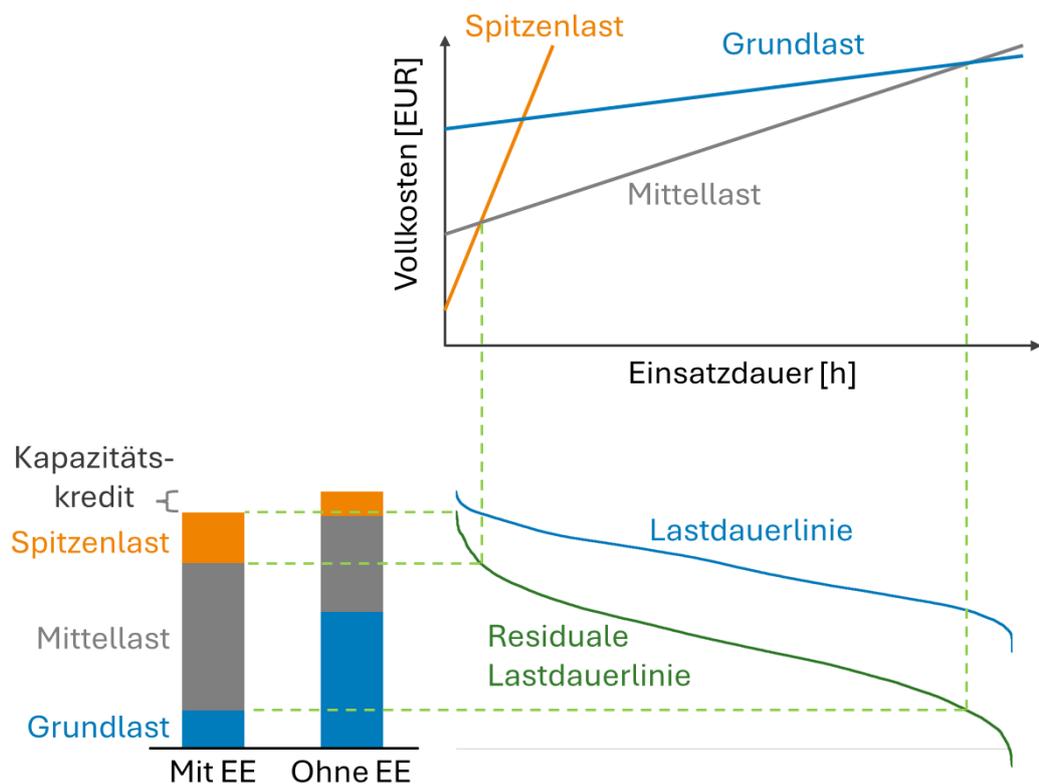
In Abbildung 8 ist sichtbar, dass die Angebots- und Nachfragekurven elastische und inelastische Abschnitte aufweisen. In den flachen elastischen Bereichen gibt es große Volumen Anpassungen bei einer kleinen Veränderung des Preises. In den steileren, inelastischeren Bereichen reagieren die Mengen weniger stark auf Preisveränderungen. Mit einer stärkeren Durchdringung Erneuerbarer Energien und einer Zunahme dezentraler Flexibilitätsoptionen passen sich die Kurven in einem anreizbasierten Marktdesign im Zeitverlauf an, so dass sie eine höhere Elastizität aufweisen. Eine höhere Elastizität steigert die Versorgungssicherheit, da sie die Wahrscheinlichkeit einer Markträumung erhöht. Im Laufe des Kapitels werden wir die zunehmende Elastizität der verschiedenen Abschnitte diskutieren.

EINE HOHE PREISELASTIZITÄT DER NACHFRAGE STEIGERT DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT.

Die Anforderungen an die Angebotsstruktur werden durch die residuale Nachfrage bestimmt: also die Stromnachfrage abzüglich dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien. In Abbildung 9 wird im unteren rechten Quadranten die Lastdauerlinie der residualen Lastdauerlinie gegenübergestellt. Im oberen rechten Quadranten werden vereinfacht die Kostenstrukturen der verfügbaren Technologieoptionen dargestellt. Spitzenlasttechnologien zeichnen sich durch niedrige Investitionskosten und relativ hohe Erzeugungskosten aus. Grundlasttechnologien haben hohe Fixkosten und relativ geringe variable Kosten. Die ökonomischen Eigenschaften der Technologieoptionen ermöglichen in Kombination mit der Laststruktur einen kostenoptimalen Erzeugungsmix. Wenn sich die (residuale) Laststruktur, die vom steuerbaren Technologiemarkt bedient wird, verändert, dann verschiebt sich auch der optimale

Technologiemix. In Abbildung 9 wird illustrativ dargestellt, wie eine zunehmende Durchdringung Erneuerbarer Energien, zu einer steileren residualen Laststruktur führt, die wiederum die optimale Zusammensetzung des steuerbaren Erzeugungsmixes verändert.

Abbildung 9: Veränderung des Erzeugungsmixes aufgrund der Ausweitung Erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 9 wird ersichtlich, dass die Veränderung der residualen Nachfragestruktur durch einen höheren EE-Anteil dazu führt, dass sich die Zusammensetzung des optimalen Erzeugungsparks verändert. Der effiziente Anteil der Grundlast nimmt deutlich ab und die Mittel- und Spitzenlasttechnologien nehmen zu. Ein kostenoptimaler Technologiemix zeichnet sich demnach durch eine kontinuierliche Anpassung an den steigenden EE-Anteil aus, indem immer mehr Mittel- und Spitzenlasttechnologien die stetig abnehmende residuale Nachfrage bedienen.

Die Rolle von Spitzenlasttechnologien kann durch verschiedene Technologien übernommen werden, die niedrige Investitions- und höhere variable Kosten haben. Üblicherweise konzentriert sich die öffentliche Diskussion dabei auf Gasturbinen. Gasturbinen benötigen jedoch eine relativ hohe Anzahl an

Vollbenutzungsstunden, um sich am Strommarkt amortisieren zu können.²⁷ Für weniger Einsatzstunden sind andere Spitzenlasttechnologien ökonomisch vorteilhaft, die sich entweder durch niedrigere Investitionskosten auszeichnen, oder ihre Fixkosten erst gar nicht über den Strommarkt refinanzieren müssen, weil sie einen anderen primären Zweck erfüllen.

Zu Spitzenlasttechnologien gehören demnach auch sogenannte unkonventionelle Flexibilitätsoptionen. Beispielsweise dienen Netzersatzanlagen dazu, kritische Einrichtungen im Fall von Netzstörungen abzusichern. Die Investition muss sich also nicht am Strommarkt refinanzieren, sie kann dennoch einen positiven Nutzen als Spitzenlasttechnologie stiften, ohne ihren primären Zweck zu vernachlässigen. Eine ähnliche Wirkung können beispielsweise rückspeisende Elektroautos oder andere Flexibilitätsoptionen einnehmen. Elektroautos bedienen in erster Linie ein Mobilitätsbedürfnis. Unter Berücksichtigung der individuellen Mobilitätspräferenzen und Zahlungsbereitschaften können sie dennoch einen Nutzen am Strommarkt stiften, indem sie in virtuelle Kraftwerke eingebunden werden. Unkonventionelle Spitzenlasttechnologien zeichnen sich also dadurch aus, dass sie sich nicht über den Strommarkt refinanzieren müssen, da sie einen anderen primären Bedarf adressieren. Sie können dennoch einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit haben, wenn sie über Preissignale zu flexiblem Verhalten angereizt werden.

IMMER HÄUFIGER IS DIE ÖKONOMISCH EFFIZIENTE ANTWORT NICHT DER BAU NEUER GASKRAFTWERKE, SONDERN DIE NUTZUNG VON FLEXIBILITÄTSSOFTWAREN.

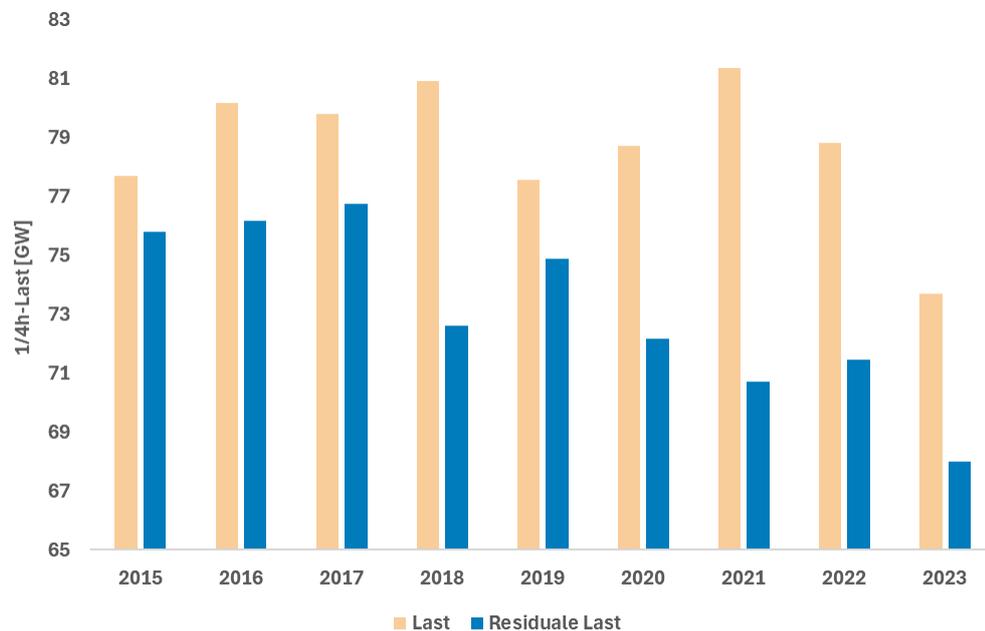
Abbildung 9 zeigt auch, dass die Gesamtleistung durch den sogenannten Kapazitätskredit Erneuerbarer Energien abnimmt. Der Kapazitätskredit spiegelt die Wahrscheinlichkeit wider, dass in Spitzenlastsituationen ein kleiner Anteil Erneuerbarer Energien zur Lastdeckung beitragen kann.²⁸

Um diesen Effekt illustrativ dazustellen, wird in Abbildung 10 die Spitzenlast der residualen Spitzenlast der letzten Jahre gegenübergestellt. Diese Darstellung dient nur der Illustration. Die Berechnung des Kapazitätskredits basiert hingegen auf der Nutzung einer probabilistischen Methodik.

²⁷ Zusätzlich zum Einsatz am Strommarkt können Gasturbinen auch weitere Rollen übernehmen. Beispielsweise können sie Bilanzkreise im Sinne einer Realoption absichern, was ebenfalls zu ihrer Refinanzierung beitragen kann.

²⁸ Siehe Connect (2021) für eine ausführliche Erklärung und Diskussion des Kapazitätskredits.

Abbildung 10: Gegenüberstellung der Lastspitzen und der residualen Lastspitzen von 2015 bis 2023

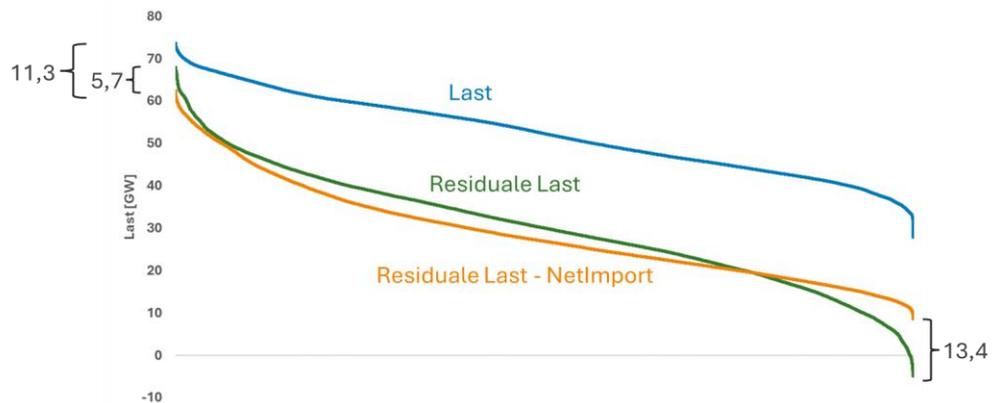


Quelle: Eigene Darstellung, Daten von entsoe (2024), eigene Annahmen.

Anhand von Abbildung 10 wird ersichtlich, dass die residuale Spitzenlast in den letzten Jahren teils deutlich unter der höchsten Last liegt. Im betrachteten Zeitraum lag die höchste Last bei ca. 81,4 GW und die höchste residuale Last bei ca. 76,8 GW. Aus diesen Zahlen lässt sich der Kapazitätskredit nicht ablesen, aber grundsätzlich gilt: je höher die EE-Einspeisung mit der Last korreliert, desto höher ist der Kapazitätskredit und desto weniger steuerbare Erzeugungsleistung ist notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die zunehmende Integration in den europäischen Binnenmarkt hat aufgrund der Durchmischungseffekte der EE-Erzeugungsprofile und der Nachfragestrukturen einen vergleichbaren Effekt. Wenn in einer Spitzenlastsituation die Stromerzeugung in Deutschland teurer ist als der Import von Strom, kann die Nachfrage durch den Stromimport kostengünstiger gedeckt werden. Dadurch kann der Binnenmarkt Erzeugungskosten und zu einem gewissen Teil auch Fixkosten einsparen. Abbildung 11 stellt zur Illustration die Lastdauerlinie, die residuale Lastdauerlinie und die um den Nettoimport korrigierte residuale Lastdauerlinie gegenüber. Die um den Nettoimport korrigierte residuale Lastdauerlinie kann als Nachfrage interpretiert werden, die vom deutschen Stromsystem adressiert werden muss.

Abbildung 11: Gegenüberstellung der Lastdauerlinie, der residualen Lastdauerlinie und der residualen Lastdauerlinie korrigiert um den Nettoimport für das Jahr 2023

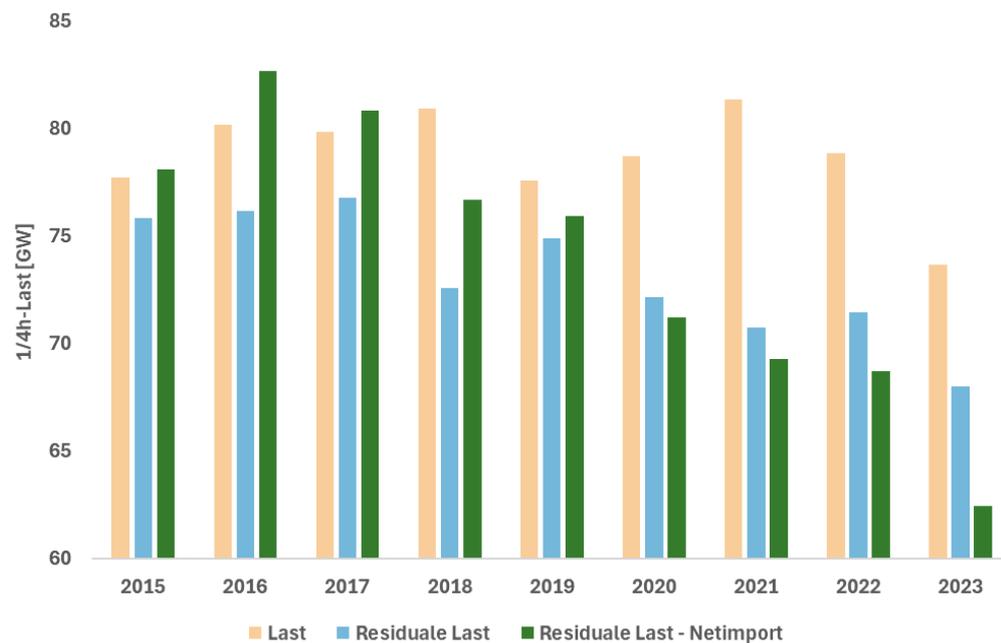


Quelle: Eigene Darstellung, Daten von entsoe (2024), eigene Annahmen.

In Abbildung 11 wird zu illustrativen Zwecken dargestellt, dass im Jahr 2023 die Spitzenlast, die vom deutschen Stromsystem adressiert werden muss, durch die Importmöglichkeit gesunken ist. Im Vergleich zur residualen Lastspitze wurden 5,7 GW weniger Erzeugungsleistung benötigt und im Vergleich zur absoluten Lastspitze sogar 11,3 GW. Durch die Exportmöglichkeit ist es zudem möglich, mehr Erneuerbare Energien in den Markt zu integrieren, was an der Steigerung der niedrigsten korrigierten residualen Nachfrage um 13,4 GW ersichtlich wird.

Der Binnenmarkt führt durch die Durchmischung der EE-Erzeugung, der verschiedenen nationalen Laststrukturen und der verschiedenen Technologien (Portfolioeffekt) zu einer Steigerung der Versorgungssicherheit. Dadurch sinkt der Kapazitätsbedarf in allen Mitgliedsstaaten. Abbildung 12 stellt die Spitzenlasten, die residualen Spitzenlasten und die um den Nettoimport korrigierten residualen Spitzenlasten gegenüber, um illustrativ darzustellen, wieviel Nachfrage vom deutschen Stromsystem adressiert werden muss.

Abbildung 12: Gegenüberstellung der Spitzenlasten, der residualen Spitzenlasten und der um den Nettoimport korrigierten residualen Spitzenlasten von 2015 bis 2023



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von entsoe (2024), eigene Annahmen.

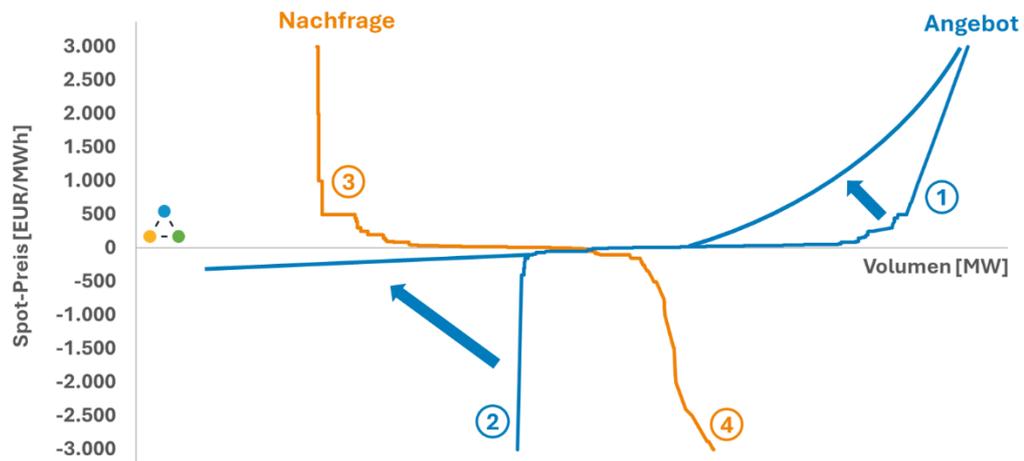
In Abbildung 12 wird ersichtlich, dass die um den Nettoimport korrigierte residuale Spitzenlast sowohl über als auch unter der (residualen) Lastspitze liegen kann. Wenn die Erzeugungsspitze (korrigierte residuale Spitzenlast) über der residualen Nachfragespitze liegt, dann ist das ein Hinweis auf hohe Exportmengen, Überkapazitäten und einen suboptimalen Erzeugungsmix. Denn aufgrund der beschriebenen Durchmischungseffekte sollte es in allen Mitgliedsstaaten möglich sein, vom Binnenmarkt zu profitieren. Insofern ist die Korrektur der letzten Jahre ein Hinweis auf einen effizienteren Erzeugungsmix, der durch die Nutzung des Kapazitätskredits und der Effizienzpotenziale des Binnenmarktes Systemkosten einspart. Diese niedrigeren Gesamtsystemkosten führen zu niedrigen Kostenbelastungen für alle EU-Bürger und damit zu einer Steigerung der gesellschaftlichen Wohlfahrt.

Die dargestellten Effizienzpotenziale zeigen sich jedoch für Kraftwerksbetreiber durch niedrigere Volllaststunden und niedrigere Einnahmen. Aus ihrer Sicht wird der niedrigere Kapazitätsbedarf durch eine sinkende Wirtschaftlichkeit der Bestandskraftwerke spürbar. Es ist daher nachvollziehbar, sinkende Einnahmen durch Kapazitätszahlungen kompensieren zu wollen. Doch die Nutzung der Effizienzpotenziale durch den Kapazitätskredit, den Binnenmarkt und innovative

Technologien und Flexibilitätsoptionen können die Gesamtsystemkosten signifikant senken.

Die Anpassung der Angebotskurve (1) an die zunehmende EE-Durchdringung und den Binnenmarkt wird illustrativ in Abbildung 13 dargestellt.

Abbildung 13: Illustrative Darstellung der Angebotsanpassung an Erneuerbare Energien und den Binnenmarkt



Quelle: Eigene Darstellung.

Indem der Anteil der Grundlasttechnologien sinkt und der Anteil von Spitzenlasttechnologien ansteigt, wird die Angebotsfunktion angehoben, was zu einer Korrektur des Preisniveaus führt.

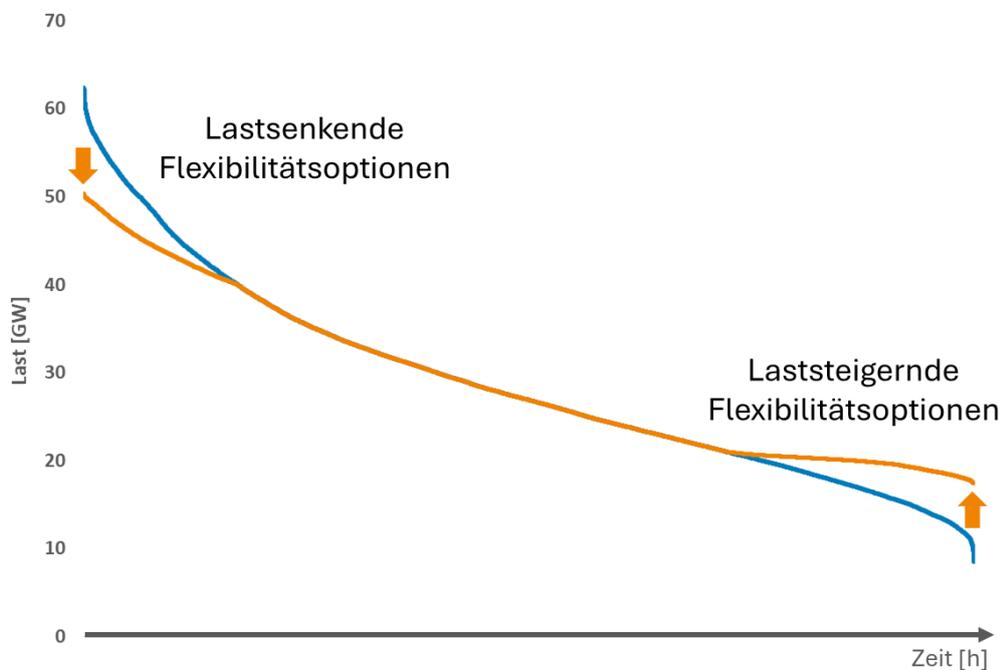
Der Abschnitt (2) ist nicht Schwerpunkt der Studie. Die Flexibilisierung in diesem Segment ist jedoch möglich, indem Erneuerbare Energien angereizt werden, ebenfalls Flexibilitätsoptionen zu nutzen, um den Strom zu höherpreisigen Zeiten zu vermarkten. Derzeit lässt sich beispielsweise der Trend beobachten, dass PV-Parks entweder direkt Batteriespeicher einplanen oder zumindest die Flächen für die zukünftige Ergänzung von Batteriespeichern reservieren. Die Flexibilisierung der Angebotskurve wirkt dadurch der Preisvolatilität entgegen, wodurch der EE-Marktwert gestützt werden kann.

Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen führt einerseits dazu, dass Erneuerbare Energien durch die zeitliche Verschiebung des Angebots oder der Nachfrage einen höheren Nutzen stiften können. Andererseits führen Flexibilitätsoptionen dazu, dass die

EIN NACHHALTIGES MARKTDESIGN IST IN DER LAGE, EINE GROÙE BANDBREITE AN INNOVATIVEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ANZUREIZEN, UM DIE GESAMTSYSTEMKOSTEN ZU SENKEN.

Spitzenlastsituationen gegenüber den obigen Darstellungen weiter abgesenkt werden können. Abbildung 14 stellt illustrativ dar, wie Flexibilitätsoptionen zu einer Verschiebung der Nachfragekurve führen können.

Abbildung 14: Illustrative Darstellung der Wirkung von Flexibilitätsoptionen



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von entsoe (2024), eigene Annahmen.

Flexibilitätsoptionen können sowohl angebots- als auch nachfrageseitig wirken. Abbildung 14 stellt anhand der residualen Lastdauerlinie illustrativ dar, wie Flexibilitätsoptionen zu einer Senkung der Nachfragespitze und gleichzeitig zu einer besseren Integration Erneuerbarer Energien führen können. Indem Flexibilitätsoptionen den Marktwert Erneuerbarer Energien steigern, senken sie die Förderkosten und steigern somit die gesellschaftliche Wohlfahrt.

Ein nachhaltiges Marktdesign sollte daher in der Lage sein, eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen anzureizen, um ihre verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten für die Senkung der Gesamtsystemkosten zu ermöglichen.

Die aus heutiger Sicht größte Herausforderung für die Versorgungssicherheit

Die Primärenergieverfügbarkeit in Form von Wind- und Sonnenenergie reicht bei kalten Dunkelflauten nicht aus, um die Nachfrage zu decken. Der Vorteil ist,

dass dieser Umstand bekannt und aufgrund statistischer Daten berechenbar ist. Wenn beispielsweise eine Analyse zeigt, dass ein Kraftwerk alle drei Jahre für einige Stunden zur Deckung einer Dunkelflaute eingesetzt wird, ist es sehr wahrscheinlich, dass die Marktteilnehmer eine kostengünstigere Möglichkeit finden werden, diese Nachfrage zu adressieren. Vorausgesetzt, das Anreizsystem ist zielführend ausgestaltet. In anderen Worten, bei der Dunkelflaute handelt es sich um ein Risiko, das bewirtschaftet werden kann.

Im Gegensatz dazu war der Wegfall der russischen Gasversorgung eine Ungewissheit, die zwar denkbar, aber nicht berechenbar war. Dieses Szenario konnte daher nicht vollständig mit marktwirtschaftlichen Anreizen adressiert werden. Die Art der Unsicherheit beeinflusst daher die Art der notwendigen Organisation (siehe Diskussion zu Unsicherheitskategorien in Abschnitt 2.3.2).

Zum jetzigen Zeitpunkt wissen wir noch nicht, wie sich der Wasserstoffmarkt entwickeln wird. Ein breites Importportfolio würde das Risiko für Versorgungsunterbrechungen senken. Dennoch ist das Beschaffungsszenario aus heutiger Sicht, u.a. aufgrund der geopolitischen Entwicklungen, ungewiss und nicht berechenbar.

Die zukünftige Versorgungssicherheit einzig auf diesem ungewissen Szenario aufzubauen, könnte daher eine vorschnelle Festlegung sein, deren Grad an Sicherheit nicht kalkulierbar ist. Im Gegensatz zu dieser Vorfestlegung können marktwirtschaftliche Anreize genutzt werden, um die Allokation der technologischen Lösungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu organisieren. Die Nutzung von Wasserstoff kann in diesem Lösungsportfolio eine wichtige Rolle spielen, die marktwirtschaftliche Allokation ermöglicht jedoch auch die Nutzung ergänzender Lösungsoptionen, die zu einer Senkung der Systemkosten beitragen können.

Denn es gibt in jeder konkreten Situation eine Bandbreite an Substituten für die Verstromung von Wasserstoff (bspw. Lastflexibilität, Import etc.). Wenn diese Substitute zu einem spezifischen Zeitpunkt verfügbar sind, verdrängen sie die Stromerzeugung aus Wasserstoff aufgrund von Kostenvorteilen. Anreize wirken zu lassen, die zu einer kostengünstigeren Absicherung der Stromversorgung beitragen, ist sowohl aus Gründen der Versorgungssicherheit als auch der Systemkosten vorteilhaft.

DER WETTBEWERB IM STROMMARKT REIZT EINE TECHNOLOGISCHE DIVERSIFIKATION AN, DIE ZU EINER HÖHEREN VERSORGUNGSSICHERHEIT BEITRÄGT.

Wenn Marktakteure einen kalkulierbaren Bedarf in Kombination mit einer angemessenen Zahlungsbereitschaft identifizieren, dann findet sich ein

passendes Angebot, um die Nachfrage zu decken. Durch welche Technologien diese Nachfrage gedeckt werden kann, können Marktakteure aufgrund der Informationsasymmetrien besser einschätzen als politische Entscheidungsträger. Wenn die marktwirtschaftliche Organisation offen für Innovationen ist, wird die Lösung mit großer Wahrscheinlichkeit sicherer und kostengünstiger sein als eine zentral festgelegte Maßnahme.

Die Aufgabe eines nachhaltigen Marktdesigns ist es daher, die absehbare Herausforderung kostengünstig mit allen zur Verfügung stehenden Lösungsoptionen zu adressieren. Wir haben in diesem Abschnitt bereits darüber gesprochen, dass der Binnenmarkt ein Teil der Lösung darstellen kann. Im nächsten Abschnitt diskutieren wir die verschiedenen Rollen, die flexible Verbraucher bei der Problemlösung spielen können, wenn die passenden Rahmenbedingungen geschaffen werden.

4.5 DIE BESONDERE ROLLE FLEXIBLER VERBRAUCHER

In diesem Abschnitt besprechen wir, aufbauend auf den bisherigen Abschnitten dieses Kapitels, welche Rolle flexible Verbraucher bei der Organisation der Versorgungssicherheit spielen können. Die eingeschränkte Flexibilität der Stromverbraucher ist seit jeher eine der relevantesten Unvollkommenheiten des Strommarktes. Wenn bei einem großen Teil der Stromverbraucher der aggregierte Stromverbrauch einmal im Jahr manuell abgelesen wird, fehlen wichtige Informationen und Anreize für eine vollständig funktionale Marktorganisation.

- Der Zeitpunkt des Konsums ist nicht ersichtlich
- Die Sichtbarkeit des Strompreises ist für Verbrauch nicht gegeben
- Individuelle Präferenzen der Zahlungsbereitschaft sind nicht ersichtlich
- Eine Ausschließbarkeit vom Stromkonsum ist nicht gegeben

Aufgrund der fehlenden Informationen und Anreize für große Teile der Verbraucher waren bisher tiefgreifendere regulatorische Vorgaben notwendig (siehe bspw. Cramton et al., 2013). Ein funktionierender Markt zeichnet sich durch ein preiselastisches Konsumverhalten aus, das individuelle Präferenzen über Zahlungsbereitschaften zum Ausdruck bringen kann. Auf diese Weise finden Präferenzen ihren Weg in den Strompreis, wodurch wirksame Anreize gesendet werden können.

Die Bedeutung der individuellen Zahlungsbereitschaft

Die Berücksichtigung der individuellen Zahlungsbereitschaft ist die Grundlage für die wirtschaftliche Organisation. Sie drückt aus, wie hoch der Nutzen eines individuellen Konsumenten für den Konsum eines konkreten Produktes zu einem spezifischen Zeitpunkt ist.

Erfolgt hingegen aufgrund unvollständiger Information über den aktuellen Strompreis ein Konsum, dessen individueller Nutzen unter dem aktuellen Strompreis liegt, so entstehen externe Kosten. Es kann also der Fall eintreten, dass z. B. ein Elektroauto um 19:00 Uhr aufgeladen wird und dadurch zu einem sehr hohen Preis beiträgt, der signalisiert, dass ein neues Kraftwerk gebaut werden sollte. Wenn der Verbraucher gefragt wird, ob es ihm wichtig ist, um 19:00 Uhr zu laden, oder ob er damit einverstanden ist, um 3:00 Uhr nachts zu laden, dann können die Systemkosten gesenkt werden, wenn er damit einverstanden ist. Die jeweiligen Preissignale um 19:00 Uhr und um 3:00 Uhr stellen diese Frage.

Gelegentlich wird fälschlicherweise angenommen, dass es gut ist, wenn ein Verbraucher sich flexibel verhält und es nicht gut ist, wenn er sich nicht flexibel verhält. Diese Sichtweise folgt aus einem einseitig technischen Systemverständnis. Aus ökonomischer Perspektive spielt das konkrete Verhalten eine untergeordnete Rolle. Entscheidend ist, ob das Verhalten auf vollständigen Informationen über die Konsequenzen des Konsums (aggregiert durch den Strompreis) stattfindet.

Wenn der Nutzen des Konsums hoch ist, was sich in einer hohen Zahlungsbereitschaft ausdrückt, dann ist der Konsum auch bei hohen Preisen ein konsistentes und angemessenes Verhalten. Denn der hohe Nutzen wird durch die Zahlungsbereitschaft

WENN DER NUTZEN DES STROMKONSUMS HOCH IST, SIGNALISIEREN FLEXIBLE VERBRAUCHER IHRE ZAHLUNGSBEREITSCHAFT DURCH IHREN KONSUM IN HOCHPREISIGEN ZEITEN.

signalisiert, wodurch Marktakteure den fundierten Bedarf für weitere Erzeugungsleistung ablesen können. So lange das Verhalten konsistent zum Nutzen (ausgedrückt durch die Zahlungsbereitschaft) ist, sendet das Preissignal die richtigen (wohlfahrtssteigernden) Informationen. Wenn hingegen der Verbrauch aufgrund unvollständiger Informationen über den Systemzustand stattfindet (weil der Strompreis nicht bekannt ist und er keine Auswirkung bzw. Anreizwirkung für den Verbraucher hat), dann werden die Präferenzen nicht adäquat signalisiert. Es handelt sich in diesem Fall um eine Marktverzerrung, die externe Kosten auslöst.

Diese externen Kosten können internalisiert werden, indem Verbraucher die Möglichkeit bekommen, ihren Nutzen über ihre Zahlungsbereitschaft auszudrücken, indem sie Zugang zum Preissignal erhalten und den Anreiz haben, das Preissignal bei ihrer Konsumententscheidung zu berücksichtigen. In Großbritannien haben Bobbio et al. (2022) das Konsumverhalten von Haushaltskunden mit fixen Stromtarifen mit denjenigen Kunden verglichen, die dynamische Stromtarife genutzt haben. Sie fanden heraus, dass bei Stromkunden mit dynamischen Tarifen ein einprozentiger Preisanstieg zu einer durchschnittlichen Nachfragereduktion von 0,265 % geführt hat. Die Preiselastizität ist größer bei Kunden, die z. B. Elektroautos und Wärmepumpen nutzen.²⁹ Diese Preiselastizität reicht nach Ansicht der Autoren aus, um in Extremsituationen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für Deutschland haben Hirth et al. (2024) untersucht, wie hoch die Preiselastizität des ganzen deutschen Stromverbrauchs ist. Sie haben herausgefunden, dass eine Preissteigerung um 1 EUR/MWh zu einer Lastreduktion von 67 – 80 MW führt. Umgerechnet entspricht das einer Elastizität von 0,05, die sie jedoch vor allem auf die Industrie zurückführen, da es in Deutschland im betrachteten Zeitraum kaum Haushalte mit Smart-Metern gab.

Für beide Untersuchungen gilt, dass die konkreten Zahlen sich lediglich auf den untersuchten Zeitraum beziehen. Sobald sich die Anreize verändern, kann sich ein anderes Verhalten einstellen. Zudem lernen Verbraucher insbesondere in hochpreisigen Phasen ein Verhalten, von dem sie auch in anderen Marktphasen profitieren.

Es ist daher eine belastbare empirische Beobachtung, dass industrielle Verbraucher und Haushaltskunden auf Preissignale reagieren und ihr Verhalten entsprechend den Anreizen anpassen. Damit erhöhen sie die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Angebots- und Nachfragekurven auf dem Strommarkt schneiden, was wiederum die Versorgungssicherheit erhöht.

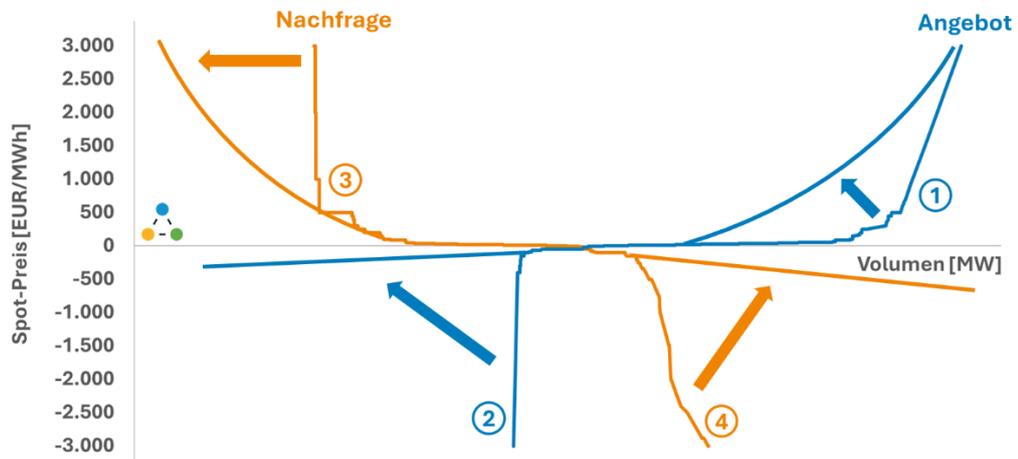
EMPIRISCHE ANALYSEN ZEIGEN, DASS INDUSTRIELLE VERBRAUCHER UND HAUSHALTSKUNDEN FLEXIBEL AUF PREISANREIZE REAGIEREN UND DADURCH AUCH DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT STEIGERN.

Gleichzeitig bedeutet der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage, dass ein Preis signalisiert wird, der die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher inklusive

²⁹ Bobbio et al. (2022) beschreiben auch, dass Haushalte mit niedrigem Einkommen am meisten von dynamischen Stromtarifen profitieren.

ihrer Opportunitätskosten widerspiegelt. Abbildung 15 zeigt illustrativ, wie sich die Ausweitung der Nachfrageelastizität im Spotmarkt auswirkt.

Abbildung 15: Illustrative Darstellung der Ausweitung der Nachfrageelastizität



Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 15 wird dargestellt, wie die Ausweitung der Nachfrageelastizität (3) bei hohen Preisen im Marktgeschehen aussieht. Flexible Verbraucher reduzieren ihre Nachfrage, wenn der Preis steigt und signalisieren dadurch ihre Zahlungsbereitschaft. Das resultierende Preissignal steigt weniger sprunghaft an und signalisiert wiederum an Investoren, ob eine Investition in die Ausweitung des Angebots eine zahlungsbereite Nachfrage hat.

In Abschnitt (4) wird zudem dargestellt, dass flexible Verbraucher ihren Konsum in Zeiten ausweiten können, in denen es ein hohes Angebot und entsprechend niedrige Preise gibt. Gelegentlich wird fälschlicherweise angenommen, dass das Signalisieren hoher Preise beim Verbraucher zu hohen Kosten führt. Das ist jedoch nicht richtig. Denn die Systemkosten müssen auf die ein oder andere Weise in jedem Fall gedeckt werden. Insofern kann je nach Kostenallokationsmethode unterschieden werden, ob die Verbraucher oder die Steuerzahler die Systemkosten tragen.

Durch das Preissignal erhält der Verbraucher lediglich die Wahlmöglichkeit, die eigenen Kosten über die Höhe und den Zeitpunkt des Konsums zu beeinflussen. Ohne das Preissignal und die

DURCH DIE INTERNALISIERUNG ALLER KOSTENBESTANDTEILE IM PREISSIGNAL, KÖNNEN FLEXIBLE VERBRAUCHER IHRE INDIVIDUELLEN KOSTEN UND DIE GESAMTSYSTEMKOSTEN SENKEN.

Anreizwirkung, die von ihm ausgeht, hat der Verbraucher nur sehr eingeschränkte Einflussmöglichkeiten auf seine Kosten und dadurch auf die

Gesamtsystemkosten. Werden die Systemkosten über eine Umlage oder Steuern finanziert, entfallen systemdienliche Anreize, was aufgrund der oben diskutierten externen Kosten zu höheren Gesamtsystemkosten führt. Die Internalisierung aller Kostenbestandteile führt also dazu, dass Verbraucher zieladäquate Anreize haben, den Konsum mit ihrem individuellen Nutzen in Einklang zu bringen und dadurch zu einem kostengünstigem Gesamtsystem beizutragen.

Die relevante Marktunvollkommenheit löst sich zeitnah auf

Wie zu Beginn des Kapitels beschrieben, war die entscheidende Marktunvollkommenheit, die staatliche Eingriffe bei der Organisation der Versorgungssicherheit gerechtfertigt hat, die eingeschränkte Rolle flexibler Verbraucher. Verbraucher hatten bisher aufgrund der analogen Infrastruktur weder die notwendigen Informationen noch die relevanten Anreize, um ihr Konsumverhalten systemdienlich auszurichten.

Das ökonomische Güterschema dient dazu, auf Basis von grundlegenden Eigenschaften von Gütern, ihren Umgang im Marktgeschehen zu organisieren. Die zwei entscheidenden Dimensionen liegen in der Rivalität des Konsums und in der Ausschließbarkeit des Konsums. Wenn beides nicht gegeben ist, handelt es sich um ein Öffentliches Gut. Aufgrund der analogen Infrastruktur bei Kleinverbrauchern ist eine Ausschließbarkeit vom Konsum in der Vergangenheit nicht möglich gewesen. Da es in Spitzenlastsituationen jedoch Rivalität um den Konsum gibt, handelt es sich bei Strom für Privatkunden um ein Allemendegut. Für Großverbraucher ist Strom seit jeher ein Privates Gut, da es aufgrund der Lastgangmessung sowohl Rivalität als auch Ausschließbarkeit vom Konsum gibt. Abbildung 16 stellt das Güterschema dar.

Abbildung 16: Das ökonomische Güterschema

		Rivalität	
		Nein	Ja
Ausschließbarkeit	Nein	Öffentliches Gut	Allemendegut
	Ja	Clubgut	Privates Gut

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Ausweitung der Smart-Meter-Infrastruktur führt dazu, dass sich Strom in den nächsten Jahren von einem Allmendegut zu einem privaten Gut entwickelt. Dadurch wird eine marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit auf Basis individueller Präferenzen möglich.

Gelegentlich wird argumentiert, dass Strom ein meritorisches Gut sei. Güter werden als meritorische Güter bezeichnet, wenn staatliche Institutionen der Meinung sind, dass die Bevölkerung mehr von diesem Gut konsumieren sollte, als es die individuellen Zahlungsbereitschaften nahelegen würden. Dieses Interesse öffentlicher Institutionen ist beispielsweise für Bildung und die Gesundheitsversorgung nachvollziehbar, da sich diese Bereiche durch positive externe Effekte auszeichnen. Das bedeutet, dass die Bevölkerung als Ganzes von einem höheren Bildungsniveau von Individuen und einem höheren Gesundheitsniveau von Individuen profitiert. Denn ein hohes Bildungsniveau ermöglicht positive wirtschaftliche Externalitäten in Form von Wertschöpfung und Schaffung von Arbeitsplätzen.

Ein hohes gesundheitliches Niveau ermöglicht ebenfalls eine positive Wertschöpfung und entlastet das Gesundheitssystem.

AUFGRUND DER PREISELASTISCHEN NACHFRAGER KANN DIE STROM-VERSORGUNG MARKTWIRTSCHAFTLICH BEWIRTSCHAFTET WERDEN.

Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, weswegen der Mehrkonsum von Strom von Individuen einen positiven gesellschaftlichen Effekt haben sollte. Im Gegenteil, üblicherweise geht der Konsum von Strom mit negativen Externalitäten einher; entweder in Form von direkten Umweltbelastungen oder im Mehrbedarf an Ressourcen für die Bereitstellung der Erzeugungskapazitäten.

Auf der anderen Seite gibt es gute Argumente für einen gesellschaftlichen Mehrwert durch eine Mindestversorgung mit Strom. Beispielsweise hätte der mangelnde Zugang zu Strom Auswirkungen auf die Erfüllung von Grundbedürfnissen. Die elektrische Beleuchtung steigert die Möglichkeiten von Bildung und die Kühlung von Lebensmitteln steigert die Möglichkeiten für eine gesunde Ernährung. Eine Mindestversorgung mit Strom sollte also sichergestellt sein, um die positiven externen Effekte der Befriedigung von Grundbedürfnissen zu erfüllen.

Aufgrund dieser Abwägung weist die Grundversorgung mit Strom Eigenschaften eines meritorischen Gutes auf und der über die Grundversorgung hinausgehende Konsum weist Eigenschaften eines privaten Gutes auf. Wenn man diese Anforderungen in das Marktgeschehen übersetzt, würde die Nachfragekurve aus einem elastischen und einem inelastischen Abschnitt bestehen. In Kapitel 6.2 diskutieren wir, wie dieser differenzierten Einordnung in

das ökonomische Güterschema bei der marktwirtschaftlichen Organisation der Versorgungssicherheit begegnet werden kann.

Marktgleichgewicht in einem dynamischen und komplexen Stromsystem

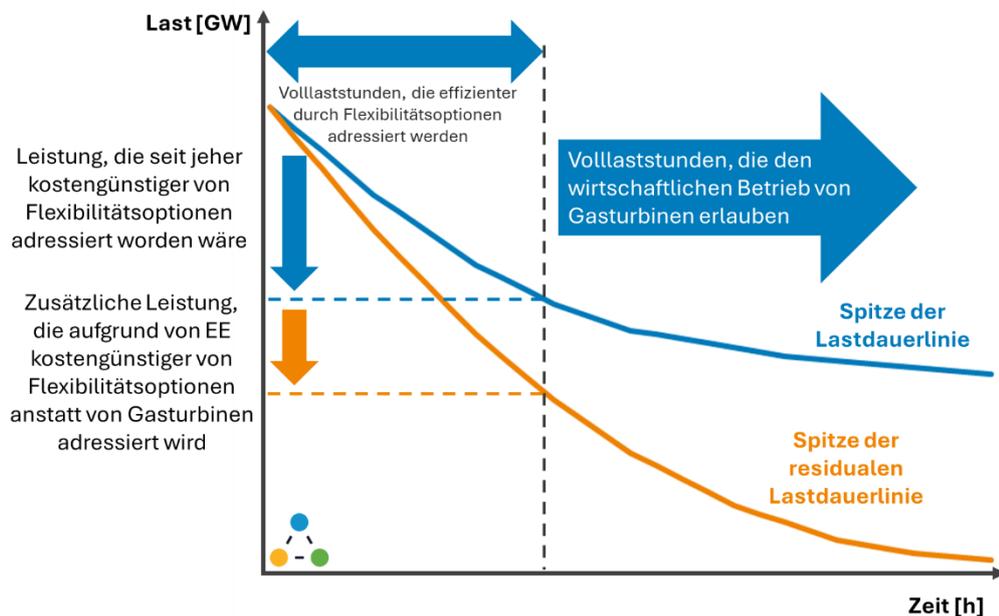
Der Zuwachs dezentraler Verbrauchs- und Speichertechnologien (insb. Elektroautos, Wärmepumpen, Heimspeicher) steigert die Komplexität des Stromsystems und damit die Koordinationsaufgabe zur effizienten Ressourcenallokation. Diese Technologien zeichnen sich bei Abwesenheit dynamischer Strompreise durch eine natürliche Tendenz zur Gleichzeitigkeit aus:

- Elektroautos werden nach der Arbeit geladen.
- Wärmepumpen verbrauchen Strom, wenn es kalt ist.
- Heimspeicher speichern PV-Strom, sobald die Erzeugung den Eigenbedarf am Vormittag übersteigt. Die Nutzung des gespeicherten Stroms hat das Ziel, den aggregierten Strombezug aus dem Netz zu minimieren, unabhängig vom Zustand des Stromsystems, das durch den Großhandelsstrompreis signalisiert wird. Die Nutzung des Stromspeichers führt somit nicht zwangsläufig zu einem markt- und systemfreundlichen Strombezug und daher auch nicht zu einer Senkung der Spitzenlast.

Damit diese Technologien im Aggregat keine unverhältnismäßig hohen Lastspitzen erzeugen, die das Stromsystem überfordern, ist eine Orchestrierung über das Strompreissignal notwendig. Die Vielzahl an Anlagen, hinter denen individuelle Konsumpräferenzen und Zahlungsbereitschaften stehen, führt zu einer Komplexität, die nur marktwirtschaftlich organisiert werden kann.

Eine Frage, die diese Marktorganisation beantworten muss, ist, wieviel Flexibilität vorhanden ist und wieviel steuerbare Kapazität benötigt wird. Diese Allokationsaufgabe kann nicht versorgungssicher und kosteneffizient durch zentrale Vorgaben beantwortet werden. Die Berücksichtigung der komplexen Wechselwirkungen kann nur durch eine dezentrale Marktorganisation auf Basis individueller Zahlungsbereitschaften organisiert werden. Denn die Leistung, die kosteneffizienter durch Flexibilitätsoptionen bereitgestellt werden kann, steigt mit zunehmender EE-Durchdringung. Abbildung 17 stellt die Verschiebung des Gleichgewichts anhand von Lastdauerlinien dar (die Darstellung abstrahiert vom Kapazitätskredit der Erneuerbaren Energien).

Abbildung 17: Illustrative Darstellung der effizienten Allokation zwischen Flexibilitätsoptionen und Gasturbinen



Quelle: Eigene Darstellung.

Da die Spitze der residualen Lastdauerlinie durch dargebotsabhängige Erneuerbare Energien kontinuierlich steiler wird, sinkt die durchschnittliche Auslastung der Spitzenlasttechnologien. Konventionelle Erzeugungstechnologien sind nicht die kostengünstigste technologische Option, um selten auftretende Lastspitzen abzudecken. Für ein kostengünstiges Gesamtsystem eignen sich dafür Spitzenlasttechnologien mit geringeren Fixkosten und höheren variablen Kosten. Das sind üblicherweise unkonventionelle Flexibilitätsoptionen und preiselastische Verbraucher, die verschiedene flexible Technologien nutzen.

DER PRIMÄRE NUTZEN PREISELASTISCHER VERBRAUCHER LIEGT NICHT NUR IN IHREM FLEXIBLEN KONSUMVERHALTEN, SONDERN AUCH IM SIGNALISIEREN IHRER ZAHLUNGSBEREITSCHAFT, DIE FÜR INVESTOREN EIN VERLÄSSLICHES INVESTITIONSSIGNAL DARSTELLT.

Indem Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaften durch ihr Konsumverhalten unter Berücksichtigung der vollständigen Preissignale ausdrücken, signalisieren sie zudem an Investoren, wieviel Erzeugungskapazität benötigt wird. Der primäre Mehrwert preiselastischer Verbraucher liegt daher nicht nur in ihrem flexiblen

Konsum, sondern vor allem im Signalisieren ihrer fundamentalen Zahlungsbereitschaft, die ein verlässliches Investitionssignal darstellt.

Dieser marktwirtschaftliche Erkundungsprozess führt zu einer effizienten Allokation zwischen Millionen von flexiblen Verbrauchs- und Speichertechnologien mit individuellen Nutzungspräferenzen auf der einen Seite und thermischen Erzeugungstechnologien auf der anderen Seite. Das Ziel politischer Entscheidungsträger sollte es daher nicht sein, die Antworten auf die komplexe Allokationsaufgaben zu finden, sondern die Rahmenbedingungen dafür zu schaffen, dass Marktakteure kostengünstige Antworten bereitstellen können.

DAS ZIEL POLITISCHER ENTSCHEIDUNGSTRÄGER SOLLTE NICHT SEIN, DIE ALLOKATIONS-AUFGABE VORWEGZUNEHMEN, SONDERN RAHMENBEDINGUNGEN DAFÜR ZU SCHAFFEN, DASS MARKTAKTEURE ANGEREIZT WERDEN, KOSTENGÜNSTIGE LÖSUNGEN ZU FINDEN.

Die Aufgabe des Marktdesigns ist es daher, Informationen über individuelle Präferenzen durch Preissignale aufzubereiten und ein kostengünstiges Stromsystem durch systemdienliches Verhalten von Verbrauchern und Investoren anzureizen.

5 Diskussion der Kapazitätsmechanismen

UNBEABSICHTIGTE KONSEQUENZEN

Kapazitätsmärkte verzerren die Marktallokation, die Preissignale und führen in dynamischen Märkten zu einer Slippery Slope zunehmender Überkapazitäten.

Das Ziel der Weiterentwicklung des Strommarktes ist es, ihn in die Lage zu versetzen, die Versorgungssicherheit kostengünstig zu gewährleisten und gleichzeitig die Herausforderungen der Energiewende in einem integrierten Anreizsystem zu adressieren. In Kapitel 2.2 haben wir mehrere aktuelle Herausforderungen formuliert, die in der aktuellen Diskussion um die Weiterentwicklung des Strommarktes adressiert werden müssen. Nur ein Teil dieser Herausforderungen lassen sich durch Kapazitätsmechanismen lösen. Für die Bewertung der

verschiedenen Kapazitätsmechanismen nutzen wir die in Kapitel 3 diskutierten Kriterien.

INFOBOX: MISSING MONEY

In der politischen Diskussion wird „Missing Money“ häufig genutzt, um darauf hinzuweisen, dass am Strommarkt nicht genug Geld für die Deckung der Investitionskosten eingenommen wird. Aus ökonomischer Sicht bedarf es jedoch eines triftigen Grundes, um Markteingriffe zu rechtfertigen. In der ökonomischen Literatur zu Kapazitätsmechanismen wird das Missing Money Problem häufig als legitime Begründung für staatliche Eingriffe genannt. Dort bezieht sich die Ertragslücke jedoch in der Regel auf die Existenz von Preisobergrenzen. Denn die Existenz von Preisobergrenzen führt strukturell zu einer finanziellen Unterdeckung. Diese Preisobergrenzen werden in einigen Märkten eingeführt, um die Ausübung von Marktmacht zu begrenzen. Sie erzeugen jedoch wiederum Externalitäten, die weitere Eingriffe nach sich ziehen können. In Deutschland gibt es jedoch keine Preisobergrenzen, die einen Markteingriff legitimieren würden.

Die bloße Absicht, die Einnahmen zu erhöhen, qualifiziert aus ökonomischer Sicht nicht für einen Eingriff in den Markt. Es ist daher notwendig, die zugrundeliegenden Aspekte für unzureichende Einnahmen zu analysieren, um nachhaltige Lösungsansätze zu identifizieren. Denn Ertragslücken können mehrere Gründe haben. Wenn am Strommarkt beispielsweise Überkapazitäten bestehen, ist das Preisniveau zu niedrig, um in neue Kraftwerke zu investieren. In diesem Fall ist es jedoch sinnvoll, dass die Preissignale keine zusätzlichen Investitionen anreizen. Wie bereits im vorherigen Kapitel besprochen, kann eine unzureichende Flexibilität

der Nachfrager, die ihre Zahlungsbereitschaft nicht über preiselastisches Verhalten signalisieren können, eine Marktunvollkommenheit darstellen.

Auch das Fehlen von Märkten kann ein Grund für die Ertragslücke sein (bspw. unvollständige Systemdienstleistungs- oder Terminmärkte bzw. die fehlende Internalisierung externer Kosten). Dieses „Missing Markets“ Konzept deutet darauf hin, dass unvollständige Märkte ebenfalls ein Ansatz für die zielgerichtete Weiterentwicklung des Strommarktes sein können.

Die Antworten für ein unvollkommenes Marktdesign können, je nach identifizierter Unvollkommenheit, unterschiedlich ausfallen. Beispielsweise können Marktreformen Preisobergrenzen und andere Friktionen beseitigen, um die Preissignale zu korrigieren und damit die Einnahmemöglichkeiten verbessern. Auch eine Flexibilisierung der Nachfrage und die Ausweitung von Speicherkapazitäten kann ursächliche Marktunvollkommenheiten adressieren. Andere Länder ergänzen den Strommarkt mit Kapazitätsmechanismen und anderen Maßnahmen zur Steigerung der Einnahmen. Wenn eine strukturelle Marktunvollkommenheit identifiziert wird, gibt es jedoch eine Bandbreite an Möglichkeiten, sie zu adressieren. Die Eingriffe unterscheiden sich üblicherweise in der Tiefe und ihrer Verzerrungswirkung.

Es ist jedoch nicht nachhaltig, einer Marktunvollkommenheit mit Fördermechanismen zu begegnen. Es ist eine Frage der Zeit, bis die Folgen dieses Eingriffs neue Anpassungen erfordern, was wiederum zu Ungewissheiten für Investoren führen kann. Das Ziel einer nachhaltigen Weiterentwicklung des Marktdesigns sollte es sein, die zugrundeliegenden Aspekte gezielt aufzulösen, die zu einer spezifischen Marktunvollkommenheit beitragen. Auf diese Weise kann der weiterentwickelte Strommarkt zieladäquate Anreizsignale senden, um die Versorgungssicherheit möglichst kostengünstig und umweltverträglich zu gewährleisten.

Die Auswahl und Ausgestaltung des geeigneten Kapazitätsmechanismus ist für das Gelingen der Energiewende entscheidend, da er die Rahmenbedingungen für Investitionen setzt. Dabei führen die jeweiligen Produktdesigns der Kapazitätsmechanismen entweder zu einer Öffnung oder einer Reduktion des Lösungsraums. Es gilt daher, einen Kapazitätsmechanismus auszugestalten, der die Herausforderungen möglichst effizient adressiert und gleichzeitig den technologischen Lösungsraum offen hält,

DAS ZIEL EINER NACHHALTIGEN WEITERENTWICKLUNG DES MARKTDESIGNS SOLLTE ES SEIN, MARKTUNVOLLKOMMENHEITEN AUFZULÖSEN.

um zukünftige technologische Innovationen möglichst reibungslos in den Strommarkt zu integrieren.

Bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns ist es daher wichtig, die spezifischen Herausforderungen im Detail angemessen zu adressieren und gleichzeitig einen Schritt zurückzugehen, um die Gesamtaufgabe im Blick zu behalten. Für die nachhaltige Ausgestaltung des Marktdesigns ist es wichtig, Überreaktionen zu vermeiden, die zukünftigen Korrekturbedarf und damit weitere regulatorische Eingriffe erfordern. Stattdessen sollte die Ausgestaltung eines zieladäquaten Anreizsystems ausschlaggebend sein, das in der Lage ist, die fundamentalen Herausforderungen eines dynamischen EE-basierten Stromsystems zu adressieren. Die marktwirtschaftliche Organisation der Transformation sollte agil auf neue Herausforderungen reagieren und damit gleichzeitig die nachhaltige Weiterentwicklung des Stromsystems gewährleisten können.

5.1 SELEKTIVE MECHANISMEN

Die primäre Eigenschaft selektiver Mechanismen zur Kapazitätsförderung ist die Vorauswahl von technologischen Eigenschaften, die gefördert werden sollen. Sie stellen daher im engeren Sinne Fördermechanismen dar und kein Marktdesign, da sie lediglich wettbewerbliche Elemente nutzen, viele marktwirtschaftliche Aspekte jedoch ausklammern. Bei dem Förderziel kann es sich beispielsweise um technologische Eigenschaften handeln (bspw. Kraft-Wärme-Kopplung) oder um Brennstoffe (bspw. Wasserstoff). In diesem Sinne stellt die Kraftwerksstrategie (KWS) einen selektiven Mechanismus dar. Die KWS kann uns daher exemplarisch an verschiedenen Stellen dieses Abschnitts dazu dienen, Eigenschaften selektiver Mechanismen zu identifizieren und zu diskutieren.

- **UMFANG/MENGE:** Eine zentrale Stelle bestimmt, wieviel Leistung oder welche Energiemenge ausgeschrieben wird. Selektive Mechanismen decken daher nur ein Teil des Marktes ab.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Die ausschreibende Stelle definiert die technologischen Eigenschaften in den Teilnahmebedingungen des Beschaffungsprozesses. Wenn eine spezifische Technologie oder ein Brennstoff gefördert werden soll, muss das Produktdesign zwangsläufig sehr spezifisch und detailliert sein, damit das Förderziel erreicht wird.
- **BESCHAFFUNG:** Die erwünschten Technologien können mithilfe von Auktionen beschafft werden. Dabei spielt die detaillierte Ausgestaltung

von Umsetzungsfristen und Pönalen eine wichtige Rolle für die Effektivität der Maßnahme.

- **VERGÜTUNG:** Die Gewinner der Auktion erhalten die Förderung üblicherweise im Zuge der Erfüllungsperiode, um einen Anreiz für die Investition zu setzen. Die Effektivität des Mechanismus hängt daher auch von den Details der Vergütungsbedingungen und den Regeln für die Pönalisierung ab.
- **BINNENMARKT:** In der Regel beziehen sich selektive Mechanismen auf den ausschreibenden Mitgliedsstaat. Daher ist die beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission eine Voraussetzung für selektive Fördermechanismen. Dadurch soll die Verzerrung des Binnenmarktes in Grenzen gehalten werden.
- **FINANZIERUNG:** Selektive Mechanismen erfordern eine preisexogene Finanzierung über den Bundeshaushalt, Fördertöpfe oder Umlagen.

Im Zuge des Grün- und Weißbuchprozesses des BMWK vor ca. zehn Jahren (siehe BMWK, 2014 und BMWK, 2015) wurden selektive Mechanismen frühzeitig aus dem Lösungsraum aussortiert, weil sie nicht in der Lage sind Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch ihren selektiven Charakter verdrängen sie andere Technologien (crowding-out), die daraufhin womöglich stillgelegt werden. Zudem kann eine technologische Konzentration die Resilienz des Stromsystems senken.³⁰ Durch diese verzerrende Wirkung auf das Marktgeschehen ist die Wirkung auf die Versorgungssicherheit ungewiss.

SELEKTIVE MECHANISMEN KÖNNEN DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT NICHT GEWÄHRLEISTEN, DA SIE DIE UNGEFÖRDERTEN TECHNOLOGIEN VERDRÄNGEN.

Umso erstaunlicher erscheint es auf den ersten Blick, dass das BMWK keine zehn Jahre nach dieser Erkenntnis die KWS angekündigt hat. Dafür gibt es jedoch (mindestens) eine Erklärung. Vor zehn Jahren war die Nutzung von Wasserstoff für die Stromversorgung noch kein zentraler Bestandteil der Diskussion. Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wurde die deutsche Erdgasversorgung risikobehafteter, teurer und vermutlich emissionsintensiver (das gilt zumindest für LNG aus Fracking). Die Motivation für eine Beschleunigung der Wasserstoffnutzung ist daher nachvollziehbar.

³⁰ Beispielsweise kann bei niedrigem Wasserstand die französische Kernkraftflotte Kühlungsprobleme bekommen, was die Verfügbarkeit für die Stromerzeugung einschränkt. Ebenso können Stromsysteme mit einem hohen Anteil an Wasserkraft negativ von Dürreperioden betroffen sein. In diesem Sinne kann auch eine undiversifizierte Abhängigkeit von fossilen oder wasserstoffbasierten Energieträgern die Versorgungssicherheit einschränken.

Annahmen über die Allokationsaufgabe und ihre Folgen

Die Nutzung selektiver Mechanismen hat eine implizite Annahme: Es gibt keine Unsicherheit über die benötigte Technologie bzw. den benötigten Primärenergieträger. Aus diesem Grund wird kein Wettbewerb und keine marktwirtschaftliche Organisation als Entdeckungs- oder Allokationsmechanismus benötigt. Wenn diese Annahme zutrifft, kann es effizienter sein, den einzig sinnvollen Weg vorzugeben. Dabei werden jedoch viele Dimensionen der komplexen Allokationsaufgabe vernachlässigt. Beispielsweise ist selbst bei weitestgehender Sicherheit, dass eine Technologie benötigt wird, in der Regel ungewiss, wieviel von dieser Technologie benötigt wird.

Zu den unbeabsichtigten Konsequenzen selektiver Mechanismen gehört zudem auch, dass sie nicht nur diejenigen Technologien verdrängen, deren Verdrängung beispielsweise aus Klimaschutzgründen in Kauf genommen wird, sondern auch diejenigen Technologien, die zukünftig benötigt werden. Die Förderung einzelner Technologien reduziert im Marktgeschehen zwangsläufig auch die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Speichertechnologien und flexiblen Verbrauchern. Dadurch führen selektive Mechanismen zu Externalitäten in Form von gesellschaftlichen Mehrkosten, beispielsweise durch höhere EE-Förderkosten, weil die Verdrängung von Flexibilitätsoptionen den EE-Marktwert reduziert.

Selbst wenn es aus Systemsicht offensichtlich erscheint, dass eine Technologie benötigt wird, spielt es aus Sicht des marktwirtschaftlichen Allokationssystems eine entscheidende Rolle, wie diese Technologie angereizt wird. Denn eine technologiespezifische Förderung führt in der Regel zu Pfadabhängigkeiten. Daraus folgt, dass Investoren, die in diese oder ähnliche Technologien investieren wollen, auch zukünftig nicht ohne Förderung investieren werden. Diese Erwartungshaltung ist Ausdruck der nachhaltig verzerrenden Wirkung selektiver Mechanismen.

SELBST WENN ES OFFENSICHTLICH ERSCHEINT, DASS EINE TECHNOLOGIE BENÖTIGT WIRD, SPIELT ES FÜR DAS NACHHALTIGE MARKTGESCHEHEN EINE WICHTIGE ROLLE, WIE DIE TECHNOLOGIE ANGEREIZT WIRD.

Die Umweltauswirkungen von selektiven Mechanismen können nur an einer individuellen Ausgestaltung bewertet werden. Im Fall der Kraftwerksstrategie ist es beispielsweise bislang unklar, wann die Nutzung von Wasserstoff verpflichtend wird und ob diese Verpflichtung auch langfristig Bestand haben wird. Bis dahin wird Erdgas genutzt und Flexibilitätsoptionen werden tendenziell

verdrängt, was mit negativen Auswirkungen für die Integration Erneuerbarer Energien einhergeht.

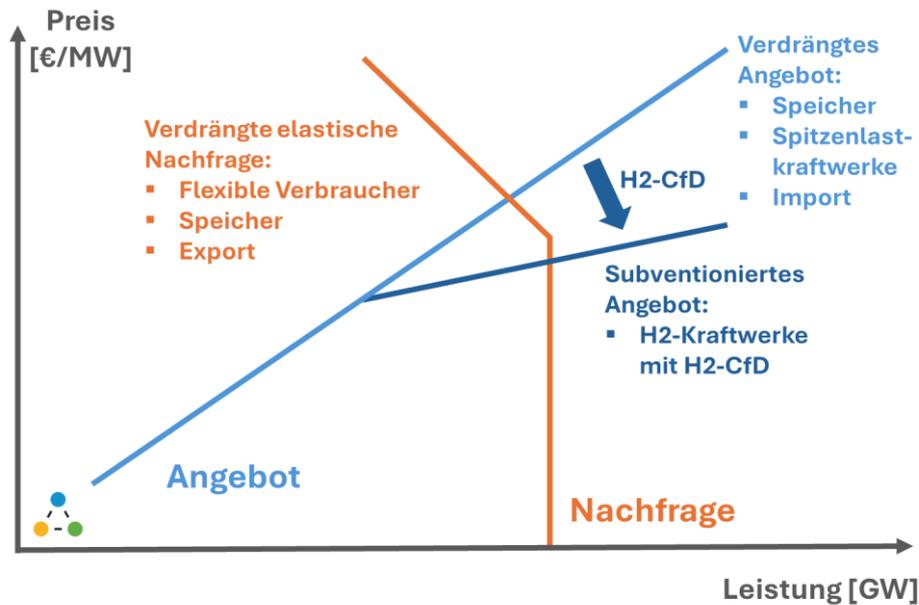
Die inhärente Tendenz zum crowding-out wirkt für neue und innovative Technologien als Markteintrittsbarriere. Daher führen selektive Mechanismen automatisch zu weiteren Förderansprüchen. Einerseits kann angeführt werden, dass diese neuen Technologien ebenfalls einen Nutzen haben und daher eine vergleichbare Unterstützung angemessen wäre (Fairness). Andererseits wird ihre Wirtschaftlichkeit durch die ursprüngliche Förderung der ersten Technologie aufgrund der marktverzerrenden Wirkung negativ beeinflusst, weshalb eine Fördernotwendigkeit geschaffen wird, um einem Crowding-out entgegenzuwirken (Level-Playing-Field). Jedoch wird das Problem damit nicht neutralisiert, da diese Förderspirale stets zu weiteren Verzerrungen führt (Ölflecktheorem). Durch die Ausweitungen der Verzerrungen steigen somit die Gesamtsystemkosten und die Fördernotwendigkeiten einer Vielzahl weiterer Technologien.

EXKURS: DIE WIRKUNGEN VON WASSERSTOFF-DIFFERENZVERTRÄGEN

Bei der Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie (KWS) wird zusätzlich zur investiven Förderung der Kapazität (EUR/kW) ebenfalls die operative Förderung (EUR/kWh) durch Wasserstoff-Differenzverträge (H₂-CfDs) diskutiert.

Als Begründung für die operative Förderung durch H₂-CfDs werden häufig die Risiken über die zukünftigen H₂-Preise genannt und dass die vollständige Einpreisung des teuren Wasserstoffs zu hohen Strompreisen führen würde. Dabei wird vernachlässigt, dass Risiken und Kosten sich nicht auflösen lassen, indem sie verschoben werden. Stattdessen entfalten die Konsequenzen an einer anderen Stelle ihre Wirkung, an der sie sich üblicherweise schlechter bewirtschaften lassen (beispielweise bei Steuerzahlern oder Verbrauchern).

Wenn die hohen Wasserstoffpreise aufgrund der preisverzerrenden Wirkung der H₂-CfDs ihre Anreizwirkung für die Allokation im Strommarkt nicht entfalten können, kommt es zu operativen und investiven Marktverzerrungen, die die Systemkosten nachhaltig erhöhen. Die folgende Abbildung zeigt die Auswirkung der Preisverzerrung auf die Allokationsaufgabe, indem kostengünstigere Technologien wie Speicher, flexible Verbraucher und Importe aus dem Binnenmarkt verdrängt werden.



In der Abbildung wird deutlich, dass die operative Subvention von H₂-Kraftwerken andere Technologien verdrängt.³¹ H₂-CfDs senken die Preisvolatilität, indem die H₂-Kosten vom Markt in den Bundeshaushalt oder andere Fördertöpfe verschoben werden. Die externen Kosten, die durch diese Verschiebung entstehen, wirken auf mehrere Arten.

Im operativen Betrieb sinkt die Wirtschaftlichkeit der verdrängten kostengünstigen Technologien, weswegen auch die Investitionssignale abgemildert werden. Zudem steigt die Ungewissheit für die verdrängten Technologien, da nicht kalkulierbar ist, ob die Subventionen durch H₂-CfDs nach Ablauf der offiziellen Förderdauer nicht vielleicht doch verlängert werden.

Durch die Verdrängung kostengünstiger Technologien steigen die Gesamtsystemkosten daher sowohl kurz- als auch langfristig. Hierbei ist es wichtig zu beachten, dass die Gesamtsystemkosten entscheidend sind und nicht nur die spezifischen Kosten der Maßnahme. Aus Sicht der Gesamtsystemkosten kann es kostensenkend wirken, eine Technologie zu nutzen, die niedrigere Investitionskosten hat, jedoch im operativen Betrieb zu höheren Preisen führt. Beispielsweise kann die Nutzung von Lastflexibilität sinnvoll sein, die in wenigen

³¹ Speicher spielen sowohl auf der Angebots- und der Nachfrageseite eine Rolle. Denn sie entfalten ihre preisdämpfende Wirkung nicht nur indem sie bei sehr niedrigen Preisen aufgrund von hoher EE-Einspeisung einspeichern und in Knappheitssituationen ausspeichern. Sie entfalten auch eine kosteneffiziente Wirkung in knappen Marktsituationen, indem sie auch bei hohen Preisen einspeichern und durch die Ausspeicherung in noch knapperen Situationen, die mit höheren Preisspitzen einhergehen können, preissenkend wirken. Sie können auf diese Weise auch die Preisvolatilität in hochpreisigen Zeiten nutzen, um die Effizienz des Marktes zu steigern.

Stunden zu hohen Preisen führt, wenn dadurch Investitionen in Kraftwerke vermieden werden können, die nur wenige Stunden eingesetzt würden.

Politische Vorgaben in das Einsatzverhalten von im Markt befindlichen Technologien sind aus marktwirtschaftlicher Sicht bedenklich. Im Zuge der Diskussion um die Reform des europäischen Energiepakets wurde vorgeschlagen, die Merit-Order abzuschaffen und den Markt aufzuteilen. Dieser Eingriff in die Organisation des Strommarktes wurde sinnvollerweise nicht umgesetzt. Die Nutzung von H₂-CfDs simuliert jedoch in gewisser Weise diese Marktsegmentierung, indem die Knappheitssignale, die bei vollständiger Einpreisung von Wasserstoff sichtbar würden, durch H₂-CfDs unterdrückt werden.

Durch die Förderung der nationalen Erzeugung wird auch der Binnenmarkt verzerrt, da kostengünstige Erzeugung in anderen Mitgliedsstaaten verdrängt wird. Diese Verdrängung kann den Import von kostengünstigem Strom reduzieren. Der subventionierte deutsche Strom kann jedoch auch exportiert werden, wodurch er die Wirtschaftlichkeit ausländischer Technologien zusätzlich beeinträchtigt.

Zusätzlich zu den Gesamtsystemkosten stellt sich die Frage, wie das finanzielle Risiko, das mit der Unsicherheit über den zukünftigen H₂-Preis einhergeht, getragen werden soll. Aus Investorensicht wird argumentiert, dass es staatlich getragen werden soll, wenn Investitionen politisch gewünscht sind. Aber auch aus Sicht des Staates ist es angesichts knapper werdender finanzieller Ressourcen schwierig, das finanzielle Risiko vollständig über den Bundeshaushalt oder andere Fördertöpfe zu tragen.

Die H₂-CfDs sollen die Kostendifferenz zwischen der Erdgasverstromung (inkl. der CO₂-Kosten) und Wasserstoff nivellieren. Insbesondere in der Hochlaufphase des Wasserstoffmarktes wird der Markt jedoch nicht sehr liquide sein, so dass der H₂-Preis sehr volatil sein dürfte. Der H₂-CfD führt jedoch dazu, dass der H₂-Preis für die Einsatzentscheidung keine Rolle spielt. Wenn sich der H₂-Preis beispielsweise aufgrund einer Lieferkettenproblematik vervielfachen sollte, wird der Wasserstoff weiterhin für die Stromerzeugung genutzt, da das H₂-Preissignal durch den H₂-CfD keine Anreizwirkung mehr entfaltet.

Durch den H₂-CfD wird somit die Nachfrage nach Wasserstoff unelastisch. Das heißt, unabhängig vom H₂-Preis wird Wasserstoff verstromt. Auch die Stromnachfrage reagiert nicht auf den hohen H₂-Preis, da das Strompreissignal ebenfalls durch den H₂-CfD verzerrt wird und zu niedrig ausfällt. Es wird daher Strom zu einem subventionierten Preis nachgefragt, der vom Nutzen des Stromkonsums entkoppelt ist. Ohne Marktfeedback können die Förderkosten

aufgrund der unelastischen H₂-Nachfrage theoretisch ins Unendliche steigen. Dieses Risiko kann jedoch nicht unbegrenzt vom Bundeshaushalt oder von Fördertöpfen übernommen werden.

Es wäre naheliegend, die Förderkosten zu deckeln, um eine unverhältnismäßige Kostenbelastung zu verhindern. Das hätte jedoch wiederum zur Folge, dass das Risiko hoher H₂-Preise doch wieder beim Kraftwerksinvestor landet. Dieses zusätzliche Risiko steigert entweder die Kapitalkosten oder führt zu einer Investitionszurückhaltung. Das Risiko lässt sich fundamental nicht auflösen, es lässt sich nur verschieben. Entweder die Investoren, die Risiken grundsätzlich bewirtschaften können, tragen das Risiko, oder die Bevölkerung trägt es auf die ein oder andere Weise.

Sollten die H₂-Preise zudem bis zum Ende des Förderzeitraums nicht signifikant gesunken sein, ist es naheliegend, dass die Nutzung von H₂-CfDs verlängert wird, um den plötzlichen Preisanstieg am Strommarkt zu verhindern. Förderungen auslaufen zu lassen, ist aus politökonomischer Perspektive generell schwierig. Wenn das Auslaufen jedoch dazu führt, dass die gesamte Bevölkerung hohe Strompreise zu spüren bekommt, ist es umso unwahrscheinlicher, dass dies gelingt. Dennoch müssen die Differenzkosten beglichen werden. Somit besteht einerseits eine Pfadabhängigkeit und andererseits die Ungewissheit für die Marktakteure, dass die Investition ohne Förderung unrentabel wird.

Die Annahme, dass man über ausreichend Informationen verfügt, um die Allokations- und Entdeckungsfunktion der Märkte durch politische Entscheidungen auszuhebeln, kann kurz- und langfristig zu erheblichen Mehrkosten führen.

In der politischen Diskussion ist es weit verbreitet, dass die Unterstützung für eine Technologie automatisch mit dem Wunsch einer Förderung einhergeht und dass Skepsis gegenüber einer Förderung automatisch mit einer Ablehnung der Technologie gleichgesetzt wird. Es gibt jedoch einen Unterschied zwischen dem „Ob“ einer Technologie und dem „Wie“ bei der Organisation der Marktrolle bzw. des Markteintritts.

Bei der KWS bedeutet das, dass die wahrscheinliche Notwendigkeit neuer Gaskraftwerke nicht zwangsläufig zu einer Förderung mit dem Argument eines „No-Regret“³² führen muss. Selbst wenn eine Technologie sinnvoll ist, kann die Art der Förderung durch die geschaffene Pfadabhängigkeit sehr wohl zu

³² Der Begriff „No-Regret“ bedeutet, dass eine Maßnahme in jedem Fall sinnvoll ist, unabhängig von zukünftigen Entwicklungen.

politökonomischen „Regrets“ führen. H₂-Kraftwerke können eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit spielen. Die Frage ist jedoch, wie sie dazu angereizt werden.

Für eine sinnvolle Technologie ist es deutlich nachhaltiger, wenn die Rahmenbedingungen auf eine Weise weiterentwickelt werden, durch die sich die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie strukturell verbessern. Die verbesserten Rahmenbedingungen haben dann idealerweise zur Folge, dass eine mit Ungewissheiten behaftete Förderung vermieden werden kann.

Eingriffe in die Allokationsfunktion der Märkte gehen in der Regel mit unerwarteten Konsequenzen einher, die ebenfalls gelöst werden müssen. Aus diesem Grund ist es wichtig, bei scheinbaren technologischen „No-Regrets“ auch mögliche unerwartete Konsequenzen wie beispielsweise Pfadabhängigkeiten im Blick zu haben, die mit der Ausgestaltung von Fördermechanismen einhergehen.

Auswirkungen auf die Marktkonzentration

Das Bundeskartellamt (2023) hat im letzten Marktmachtbericht für den Strommarkt festgestellt, dass in Deutschland ein Unternehmen klar über der Vermutungsschwelle³³ liegt und sich zwei weitere Unternehmen dieser Vermutungsschwelle annähern. Kraftwerksstillegungen anderer Erzeuger verstärken nach Auffassung des Bundeskartellamtes in der Tendenz das Marktmachtpotenzial. Mit Blick auf die Wirkung von selektiven Mechanismen, stellt sich die Frage, welchen Einfluss sie auf die zukünftige Marktkonzentration haben. Üblicherweise verfügen größere Unternehmen über mehr Marktinformationen als kleinere Unternehmen, was ihre Wettbewerbsposition in Beschaffungsprozessen verbessern kann. Zudem haben sie durch politische Einflussnahme die Möglichkeit, die Ausschreibungsbedingungen zu ihren Gunsten zu beeinflussen. Insofern ist es zwar nicht zwangsläufig, aber auch nicht unwahrscheinlich, dass sich aufgrund der Kraftwerksstrategie die Marktkonzentration in Deutschland erhöht.

Politökonomische Aspekte selektiver Mechanismen

Bei selektiven Mechanismen ist die ursprüngliche Ausgestaltung häufig aus wissenschaftlicher Sicht fein kalibriert, um das jeweilige Ziel möglichst

³³ Bei der Vermutungsschwelle handelt es sich lediglich um einen Indikator für das Marktmachtpotenzial aufgrund des Marktanteils in bestimmten Marktsituationen. Er sagt nichts darüber aus, ob die Unternehmen ihr Marktmachtpotenzial ausnutzen.

zielgenau und kostengünstig zu erreichen. Im Zuge des Gesetzgebungsprozesses kommt es dann häufig durch den politischen Diskurs aller nationalen und europäischen Stakeholder und durch die politische Einflussnahme der Interessenvertreter (Rent Seeking) zu Anpassungen.

Die KWS bietet eine Reihe interessanter und repräsentativer Beispiele dafür, wie sich ein selektiver Mechanismus im Zuge des politischen Ausgestaltungsprozesses verändern kann.

EXKURS: EINE KURZE GESCHICHTE DER KRAFTWERKSSTRATEGIE

Die Verlockung eines selektiven Instruments liegt darin, gezielt einzelne Aspekte scheinbar minimalinvasiv und zeitnah umzusetzen. Die folgenden Auszüge von vier Pressemitteilungen des BMWK spiegeln die Veränderungen der KWS im Laufe des Ausgestaltungsprozesses wider.

- **01.02.2023: SICHERE VERSORGUNG MIT STROM BIS ENDE DES JAHRZEHNTS GEWÄHRLEISTET**
„Dazu legen wir im ersten Halbjahr dieses Jahres eine Kraftwerksstrategie auf, damit die Kraftwerke gebaut werden, die für ein klimaneutrales Stromsystem gebraucht werden.“
- **09.03.2023: „WOHLSTAND KLIMANEUTRAL ERNEUERN“ – HABECK LEGT WERKSTATTBERICHT VOR**
„Bis zum Sommer [2023] wird eine „Kraftwerksstrategie“ erarbeitet. Es gibt einen Zubau- und Modernisierungsbedarf von steuerbarer Leistung im Umfang von 17 bis 25 GW bis 2030. Die Kraftwerke sollen in der Lage sein, Wasserstoff zu verwenden.“
- **01.08.2023: RAHMEN FÜR DIE KRAFTWERKSSTRATEGIE STEHT – WICHTIGE SCHRITTE IN GESPRÄCHEN MIT EU-KOMMISSION ZU WASSERSTOFFKRAFTWERKEN ERZIELT. KONSULTATIONSPHASE UND FÖRMLICHES BEIHILFEVERFAHREN FOLGEN ALS NÄCHSTE VERFAHRENSCHRITTE.**
„Das gemeinsame Verständnis für das weitere Vorgehen umfasst zentrale Komponenten und Rahmenbedingungen für die zukünftigen Maßnahmen. Damit sind gewissermaßen die Leitplanken abgesteckt, innerhalb derer sich die staatlichen Förderprogramme bewegen müssen, um dem europäischen Beihilfe- und Energierecht zu entsprechen. Als nächster Schritt schließt sich eine Konsultationsphase an, die Ende des Sommers [2023] beginnen wird. Während der Konsultationsphase wird dann auch das Beihilfeverfahren bei der Europäischen Kommission fortgesetzt.“ [...] „Konkret wollen wir 8,8 Gigawatt an neuen Kraftwerken ausschreiben, die von Beginn an mit Wasserstoff

betrieben werden. Und wir wollen bis 2035 bis zu 15 Gigawatt an Wasserstoffkraftwerken ausschreiben, die vorübergehend mit Erdgas betrieben werden können, bis sie an das Wasserstoffnetz angeschlossen sind, maximal jedoch bis 2035. Von diesen 15 Gigawatt wollen wir in einem ersten Schritt 10 GW bis 2026 ausschreiben und dann eine Evaluierung vornehmen, bevor die verbleibenden 5 GW ausgeschrieben werden können.“

- **05.02.2024: EINIGUNG ZUR KRAFTWERKSSTRATEGIE**
„Es wurde vereinbart, dass die Arbeiten an dem zukünftigen Strommarktdesign umgehend weiter vorangebracht und insbesondere Konzepte für einen marktlichen, technologieneutralen Kapazitätsmechanismus erarbeitet werden, die bis spätestens 2028 operativ sein sollen.“ [...] „Konkret haben sich der Bundeskanzler, der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz und der Bundesfinanzminister darauf geeinigt, dass neue Kraftwerkskapazitäten im Umfang von bis zu 4 mal 2,5 GW als H₂-ready Gaskraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie kurzfristig ausgeschrieben werden, die ab einem 2032 festzulegenden Umstiegsdatum zwischen 2035 und 2040 vollständig auf Wasserstoff umstellen sollen. Diese Kraftwerke sollen an systemdienlichen Standorten stehen.“ [...] „Zur Unterstützung der Entwicklung neuer Technologien (z.B. Kernfusion) und der Erprobung des Betriebs von Kraftwerken, werden diese mit geeigneten Instrumenten gefördert. Kraftwerke, die ausschließlich mit Wasserstoff laufen, werden bis zu 500 MW im Rahmen der Energieforschung gefördert.“

Die Auswahl der Pressestatements zeigt, dass sich im Laufe des Prozesses der Zeitplan, der Umfang, die Zusammensetzung der Technologien und der Umstiegszeitraum auf Wasserstoff verändert haben.³⁴ Zudem wurde der gezielte Ansatz an die Bedingung geknüpft, einen weiteren „marktlichen, technologieneutralen Kapazitätsmechanismus“ einzuführen.

Zum Zeitpunkt der Studiererstellung ist die KWS weiterhin in der Diskussion mit der Europäischen Kommission. Es ist jedoch fraglich, ob die Europäische Kommission die räumliche Allokation der Kraftwerke und die längere Nutzung von Erdgas über den Artikel 4.1 der Beihilfeleitlinien (2022) zur Förderung klimaneutraler Stromerzeugung genehmigen kann.

Selbst bei einer Genehmigung durch die Europäische Kommission stellt sich die Frage, ob diese Einigung ausreichend rechtssicher für Investoren ist. Denn es kann davon ausgegangen werden, dass Umweltverbänden bzgl. der Förderung fossiler

³⁴ Die europäische Taxonomieverordnung sieht einen Umstieg auf Wasserstoff (bzw. emissionsarme Gase) bis spätestens 2035 vor. Wenn der Umstieg in der KWS später erfolgen sollte, wirft die Regelung zusätzliche Fragen zu den Finanzierungsbedingungen auf.

Stromerzeugung unter dem Beihilfeartikel für klimaneutrale Stromerzeugung beim Europäischen Gerichtshof klagen werden. Diese Ungewissheit hat Auswirkungen auf die Investitionsentscheidungen und die Geschwindigkeit der Investitionsdurchführung.

Man kann durchaus unterschiedlicher Meinung darüber sein, ob die ursprüngliche Ausrichtung der KWS sinnvoll war oder nicht. Die Einschätzung hängt vermutlich davon ab, welcher Rolle man dem Wasserstoff im zukünftigen Stromsystem zuschreibt. Jedoch war die KWS und das Gesuch nach beihilferechtlicher Genehmigung zunächst konsistent. Im Zuge der politischen Diskussion haben sich alle wesentlichen Eigenschaften der KWS verändert: Die Menge der unmittelbaren H₂-Kraftwerke, die Menge der H₂-ready-Kraftwerke und ihr Umstiegszeitpunkt.

Nun könnte man geneigt sein, zu denken, dass es sich bei der KWS um eine Ausnahme handelt. Allerdings wurden die diskutierten Komplikationen bei der Ausgestaltung und die Folgewirkungen selektiver Mechanismen bereits vor zehn Jahren aufgezeigt (siehe z. B. Connect, 2014).

Die ursprüngliche Idee der KWS war es, die Nutzung von Wasserstoff in der Stromerzeugung zu unterstützen. Doch selektive Mechanismen wecken Begehrlichkeiten. So wird von verschiedenen Stakeholdern versucht, die KWS auszuweiten und beispielsweise KWK, Biogas, Batterien, flexible Verbraucher und weitere Ergänzungen zu integrieren.

Darüber hinaus führt die Diskussion über die Förderung bestimmter Technologien dazu, dass Investitionen in diese Technologien zurückgehalten werden (Attentismus), bis die Förderbedingungen geklärt sind. Dadurch wird das Problem verstärkt, das eigentlich gelöst werden sollte (siehe Diskussion zu Fehlanreizen in Abschnitt 2.3.1).

Selektive Mechanismen sind aus politischer Sicht verlockend, da sie scheinbar minimalinvasiv wirken, und folglich schnell und zielgenau implementiert werden können. In der politischen und ökonomischen Realität können sie jedoch mit einer großen Bandbreite an ungewollten Konsequenzen einhergehen. Sie können beispielsweise: andere erwünschte Technologien und Innovationen verdrängen, Pfadabhängigkeiten entfalten, die Gesamtsystemkosten kurz- und langfristig steigern, ihre intendierte Wirkung verfehlen und Beharrungskräfte beinhalten, die eine Beendigung der Maßnahme verhindern.

5.2 KAPAZITÄTSRESERVE

Die deutsche Kapazitätsreserve stellt eine konkrete Form einer Strategischen Reserve dar. Die Diskussion orientiert sich daher weitestgehend an dieser konkreten Ausgestaltung. Das Ziel der Kapazitätsreserve ist es, die sichere Versorgung mit Strom auch bei einer ausbleibenden Markträumung³⁵ am Großhandelsmarkt zu gewährleisten, ohne den Markt zu verzerren. Sie ist eine Ergänzungsoption für Marktdesigns, in denen wettbewerbliche Strommärkte Investitionen in steuerbare Kapazitäten anreizen sollen. Die Kapazitätsreserve ist daher eine spezifische Ausgestaltung, die im Gegensatz zu anderen Strategischen Reserven, jegliche Verzerrung des Marktes verhindern soll, indem sie erst aktiviert wird, wenn eine Markträumung ausbleibt und nachrangig zur Regelleistung abgerufen wird (§13e EnWG und KapResV, 2019).

- **UMFANG/MENGE:** Die Dimensionierung der Kapazitätsreserve benötigt im Gegensatz zu anderen Formen der Strategischen Reserve nur wenig Leistung, da sie die Versorgung lediglich im Fall einer ausbleibenden Markträumung absichert. Das dadurch ausgelöste Knappheitssignal soll alle verfügbaren Technologien zu einer Markträumung anreizen.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Idealerweise sollten die verwendeten Technologien schnell starten können. Zugelassen sind thermische Kraftwerke, Speicher und abschaltbare Lasten. Langsamere Technologien erhöhen die Anforderungen an die Betriebsführung, um die Stromerzeugung ohne Preisverzerrungen am Strommarkt neutral zu halten (ähnlich wie beim Redispatch).
- **BESCHAFFUNG:** Idealerweise wird die Kapazitätsreserve durch Bestandsanlagen bereitgestellt, die aus dem Markt austreten. Um die Ausübung von Marktmacht und die Kosten zu begrenzen, können bei der Ausschreibung auch Neuanlagen teilnehmen.
- **VERGÜTUNG:** Die bezuschlagten Kraftwerke erhalten die Vergütung für die Vorhaltung der Leistung. Zudem werden die variablen Kosten kompensiert.
- **BINNENMARKT:** Um die Versorgung in einer Gebotszone abzusichern, sollten die Kraftwerke innerhalb der Gebotszone stehen. Da sie jedoch das letzte Mittel zur Absicherung der Versorgung darstellen, wird der Binnenmarkt nicht verzerrt, da alle verfügbaren Optionen (inkl. Import) vorher genutzt werden können.
- **FINANZIERUNG:** Die Finanzierung erfolgt derzeit über die Netzentgelte.

³⁵ Bei einer Markträumung findet jedes unlimitierte Nachfragegebot ein entsprechendes Angebot. Die Markträumung bleibt aus, wenn es nicht genug Angebot gibt, um die Nachfrage mit unbegrenzter Zahlungsbereitschaft zu decken.

Die Beschaffung der Kapazitätsreserve erfolgt üblicherweise aus Bestandsanlagen, die zur Stilllegung angemeldet werden. Nach der Nutzung als Kapazitätsreserve dürfen die Kraftwerke nicht an den Markt zurückkehren, sondern müssen stillgelegt werden. In diesem Sinne unterscheidet sich die Kapazitätsreserve von Kapazitätsanreizinstrumenten, die das Ziel haben, die verfügbare Leistung am Strommarkt zu steigern.

Die Kapazitätsreserve fungiert als Versicherung gegen ungewisse Ereignisse, die zu einer Einschränkung der Versorgungssicherheit führen könnten. Marktakteure können sich definitionsgemäß nicht auf ungewisse Ereignisse einstellen. In diesem Fall soll die Kapazitätsreserve die Versorgung mit Strom absichern.

Die Kapazitätsreserve erfüllt jedoch auch eine institutionelle Absicherungsfunktion für das Marktdesign. Im Fall einer Versorgungsunterbrechung wäre anzunehmen, dass eine politische Diskussion um eine Anpassung des Strommarktdesigns ausgelöst würde. Wie in Abschnitt 2.3.1 dargelegt, können solche politischen Diskussionen zu einer Investitionszurückhaltung führen. Das würde der Anreizwirkung des Preissignal widersprechen, wodurch sich die Knappheitssituation am Strommarkt weiter verstärken würde. Indem die Kapazitätsreserve einer Versorgungsunterbrechung entgegenwirkt, hat sie daher auch eine Absicherungsfunktion für das Strommarktdesign, wodurch sie die Anreizwirkung der Preissignale stärkt.

DIE KAPAZITÄTSRESERVE DIENT AUCH ALS INSTITUTIONELLE ABSICHERUNG DES MARKTDESIGNS, WODURCH DIE GLAUBWÜRDIGKEIT DES PREISANREIZES STEIGT.

Die direkten Umweltauswirkungen des CO₂-Ausstoßes durch den Abruf der Kapazitätsreserve sind aufgrund der geringen Volumina vernachlässigbar. Ihren positiven Umweltnutzen entfaltet die Kapazitätsreserve indirekt durch die Absicherung der Preissignale, wodurch sie die Anreizwirkung für die Flexibilisierung des Strommarktes unterstützt.

Fokus auf eine verzerrungsfreie Absicherung der Versorgung

Das Hauptaugenmerk der Kapazitätsreserve liegt in der kostengünstigen³⁶ und weitestgehend verzerrungsfreien Absicherung der Stromversorgung, um die Anreizsignale des Strommarktes effektiv wirken zu lassen. Dafür ist es

³⁶ Im Jahr 2022 wurden 70,9 Mio. Euro für die Kapazitätsreserve aufgewendet.

notwendig, die scheinbare Ineffizienz der Versicherungsprämie in Kauf zu nehmen, Kraftwerke außerhalb des Strommarktes vorzuhalten.

Gelegentlich wird das Risiko angeführt, dass die Kapazitätsreserve im Zeitverlauf anwachsen könnte, wodurch die Ineffizienz stärker ins Gewicht fallen würde. Diese Gefahr besteht jedoch nicht bei einer Kapazitätsreserve, sondern eher bei einer Strategischen Reserve, deren Einsatz bei einem niedrigen Abrufpreis am Strommarkt erfolgen würde. Ein niedriger Abrufpreis würde dann als implizite Preisobergrenze fungieren, wodurch ein klassisches Missing Money Problem entstehen würde. Das Investitionssignal wäre unterbunden und Kraftwerke würden strukturell ungenügende Anreize für einen Verbleib im Markt erhalten und dadurch ausscheiden. Diese Kraftwerke würden in der strategischen Reserve aufgefangen, die im Zeitverlauf anwachsen würde.

Das Risiko eines Anwachsens ist jedoch bei der Ausgestaltung der deutschen Kapazitätsreserve nicht der Fall, da sie lediglich außerhalb des Marktes eingesetzt wird.³⁷ Daraus folgt, dass der Strompreis am Großhandel und der Ausgleichenergiepreis ihre volle Anreizwirkung entfalten können. Aktuell würde der Ausgleichenergiepreis auf 20.000 Euro/MWh in den Situationen ansteigen, in denen die Kapazitätsreserve eingesetzt würde (BNetzA, 2023b). Aus diesem Preissignal würden starke Anreize für die Ausweitung des Angebots und die Flexibilisierung der Nachfrage ausgehen. Ähnlich wie das erstmalige Auftreten der negativen Preisspitze von -500 EUR/MWh im Jahr 2009 (siehe Diskussion in Abschnitt 4.2) würde eine signifikante positive Preisspitze viele Anpassungsprozesse anregen; sowohl um die Einnahmen zu erhalten und andererseits, um den Kosten zu entgehen. Wenn Marktakteure die Rahmenbedingungen als stabil ansehen, wie es bei der negativen Preisspitze geschehen ist, folgen auf solche Preissignale eine Vielzahl von Anpassungen. Kurzfristig könnten beispielsweise Wartungs- und Retrofitzeiten angepasst werden und Lieferverträge mit flexiblen Verbrauchern angepasst werden, um Flexibilitätspotenziale effizienter zu nutzen. Abhängig von der Preisstruktur und der Erwartung über zukünftige Knappheiten könnten Investoren in Kurzfristspeicher oder Erzeugungskapazitäten investieren. In anderen Worten: Die Anreizsignale effizienter Märkte würden ihre Wirkung entfalten.

Politökonomische Ausgewogenheit

Aus politökonomischer Sicht ist die Kapazitätsreserve einerseits unattraktiv, da sie in Knappheitssituationen, in denen immer noch eine Markträumung

³⁷ Derzeit ist die Kapazitätsreserve im Umfang von bis zu zwei GW beihilferechtlich genehmigt. Für den zweiten Erbringungszeitraum (1.10.2022-30.9.2024) wurden lediglich 1.086 MW kontrahiert.

stattfindet, außerhalb des Marktes verweilt und nicht zu einer Senkung der Preise genutzt werden kann. Andererseits kann sie als eine Versicherung gegen Versorgungsunterbrechungen angesehen werden, was vorausschauend und verantwortungsbewusst wirken kann. Die Reserve anwachsen zu lassen, wäre jedoch aus politischer Sicht unattraktiv, da den steigenden Vorhaltekosten ein ungewisser Nutzen gegenübersteht. Aufgrund dieser Abwägung wirkt die Kapazitätsreserve als ein vergleichsweise stabiles Instrument, das nicht zu politischen Fehlanreizen verleitet.

5.3 ZENTRALE UMFASSENDE KAPAZITÄTSMÄRKTE

Zentrale umfassende Kapazitätsmärkte unterscheiden sich strukturell von den bisher diskutierten Ansätzen. Sie zielen darauf ab, den vollständigen Markt abzudecken und alle Technologien zu integrieren.³⁸ Dennoch stellen sie keine marktwirtschaftliche, sondern lediglich eine wettbewerbliche Maßnahme dar, da sie viele allokativen Aufgaben vorwegnehmen oder zumindest einschränken. Üblicherweise werden Kapazitätsmärkte für die vollständige Marktabdeckung anhand der Spitzenlast dimensioniert. Im Laufe dieses Abschnitts diskutieren wir, weswegen dieser Dimensionierungsansatz im deutschen Strommarkt nicht sinnvoll wäre und welche Herausforderungen daraus erwachsen würden.

Die Diskussion zentraler Kapazitätsmärkte wird etwas umfassender, da sich die Anreizwirkungen von anderen Ansätzen unterscheiden und eine Reihe von Ausgestaltungselementen erklärungsbedürftig sind. Die weitestgehende Abschirmung von marktwirtschaftlichen Risiken und die langjährigen Zahlungsgarantien in den europäischen Kapazitätsmärkten stellen eher Charakteristika von Fördermechanismen dar als von Marktdesigns. Denn ein Marktdesign zeichnet sich durch zieladäquate Anreize aus, die zu einer kostengünstigen Nachfragedeckung führen. In Abgrenzung dazu schirmen Fördersysteme einzelne Technologien, Technologiegruppen oder Marktakteure von Risiken ab und organisieren eine auskömmliche Vergütung (Siehe Infobox zu den Aufgaben des Marktdesigns in Kapitel 3).

Es gibt eine Bandbreite an unterschiedlichen Ansätzen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Wir orientieren uns primär an den europäischen Modellen und berücksichtigen die europarechtlichen Vorgaben.

³⁸ Ab 2025 dürfen emissionsintensive nicht mehr an Kapazitätsmechanismen teilnehmen. Eine Ausnahmeregelung wäre bis 2028 möglich. Bei einer Einführung in Deutschland frühestens ab 2028 dürften Kohlekraftwerke jedoch voraussichtlich nicht mehr an Kapazitätsmärkten teilnehmen. Insofern ist offen, wie „marktumfassend“ die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes tatsächlich wäre, solange Kohlekraftwerke in Deutschland im Strommarkt genutzt werden.

- **UMFANG/MENGE:** Eine zentrale Stelle bestimmt, wieviel Kapazität ausgeschrieben wird. Kapazitätsmärkte sollen den ganzen Markt abdecken. Üblicherweise orientieren sie sich daher an der historischen Spitzenlast oder an Prognosen der zukünftigen Spitzenlast.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Grundsätzlich steht die Teilnahme an der Kapazitätsauktion allen präqualifizierten Anlagen offen. Allerdings bestimmen zentral vorgegebene Deratingfaktoren, welchen Anteil der Kapazitätszahlung jede Technologie erhalten kann. Eine Fragmentierung des Marktes durch Auktionen mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten bis zum Lieferzeitraum soll Technologien mit unterschiedlichen Eigenschaften eine Marktteilnahme ermöglichen. Zudem dürfen entsprechend der EU-Strommarkttrichtlinie ab 2028 keine Technologien an Kapazitätsmechanismen teilnehmen, die mehr als 550 g CO₂/kWh oder mehr als 350 kg CO₂/kW emittieren. Dadurch ist die Teilnahme von Kohlekraftwerken ohne CCS ab 2028 ausgeschlossen.
- **BESCHAFFUNG:** Mithilfe von Auktionen werden die geförderten Technologien und die Kapazitätszahlung (unter Berücksichtigung der Deratingfaktoren) ermittelt. In den USA erfolgt üblicherweise eine Auktion drei Jahre vor der Lieferperiode (Y-3). In Europa (UK und Belgien) gibt es eine Auktion vier Jahre (Y-4) und eine zweite Auktion ein Jahr (Y-1) vor der Lieferperiode. Ein Teil der Menge wird für die zweite Auktion (Y-1) vorgehalten (in Belgien die Leistung im Umfang der Spitzenlast der höchsten 200 Stunden). Die zweite Auktion dient auch dazu, Prognoseanpassungen des Marktvolumens und der Deratingfaktoren gegenüber der vierjährigen Auktion nachzujustieren. In Belgien wird der Kapazitätsmarkt ab 2025 mit einer Y-2 Auktion weiter fragmentiert. Bei der Beschaffung können Gebotsgrenzen vorgegeben werden. Beispielsweise gibt es im belgischen Kapazitätsmarkt unterschiedliche Gebotsgrenzen für Bestands- und Neuanlagen.
- **VERGÜTUNG:** Die bezuschlagten Anlagen erhalten unter Berücksichtigung ihres jeweiligen Deratingfaktors die in der Auktion ermittelte Kapazitätszahlung. Ein üblicher Vertragszeitraum bezieht sich auf eine einjährige Lieferperiode. Jedoch können beispielsweise in Belgien auch Gebote für bis zu 3, 8 oder 15 Lieferperioden abgegeben werden. Neuanlagen können sich für bis zu 15 Lieferperioden präqualifizieren und Bestandsanlagen, die auf Retrofitmaßnahmen angewiesen sind, können sich je nach Umfang der notwendigen Investitionen für bis zu drei oder acht Lieferperioden präqualifizieren, indem sie die entsprechenden finanziellen Nachweise erbringen.
- **BINNENMARKT:** Grenzüberschreitende Kapazitäten können beispielsweise unter Berücksichtigung ihres Deratingfaktors teilnehmen, der aufgrund des Interkonnektors weiter reduziert wird (Acer, 2020). In

UK können die Interkonnektoren direkt teilnehmen. Ihr Deratingfaktor wird auf Basis von Modellrechnungen festgelegt.

- **FINANZIERUNG:** Es ist eine preisexogene Finanzierung notwendig, die über den Bundeshaushalt, Fördertöpfe oder Umlagen erfolgen kann.

Um eine beihilferechtliche Genehmigung für die Einführung von Kapazitätsmärkten zu erhalten, geben die EU-Strommarktverordnung und die EU-Strommarkttrichtlinie eine Reihe von Ausgestaltungsaspekten vor. Beispielsweise muss der Kapazitätsmarkt technologieneutral sein und auch für Anlagen aus anderen Mitgliedsstaaten offen sein.³⁹ Diese Vorgaben werden zwar in den bisher genehmigten Kapazitätsmärkten pro-Forma erfüllt, aber es gibt zwangsläufig graduelle Diskriminierungen von Technologien und ausländischen Kapazitäten durch Deratingfaktoren. Im Vergleich zu einem wettbewerblichen Strommarkt werden dadurch einzelne Technologien bessergestellt.⁴⁰ Diese zusätzlichen Restriktionen führen zu einer graduellen Marktabschottung, die zu wirtschaftlichen Vorteilen für einzelne Technologien im jeweiligen Mitgliedsstaat führen.

Damit Kapazitätsmärkte ihre erwünschte Wirkung entfalten können, muss eine große Bandbreite an Detailregelungen festgelegt und überwacht werden; von Präqualifikationskriterien, über finanzielle Nachweise bis hin zum Monitoring von Anpassungen der Zeitpläne oder technischer Details, Testung der Anlagen und im Bedarfsfall ihrer Pönalisierung. Eine ausführliche Diskussion aller Elemente und ihrer Wechselwirkungen übersteigt jedoch den Rahmen dieser Studie.

Für das wesentliche Verständnis der Funktionsweise von zentralen Kapazitätsmärkten sind jedoch einige Aspekte relevant, die wir im Folgenden anhand von Beispielen aus UK und Belgien diskutieren und anhand der Anforderungen an ein nachhaltiges Marktdesign spiegeln werden (Siehe Kapitel 4).

Pönalisierung und Effektivität

In Kapazitätsmärkten ist ein Trade-Off notwendig, um die Effektivität sicherzustellen und gleichzeitig das Investitionsrisiko nicht unverhältnismäßig zu steigern. In den deutschen Offshore-Wind-Auktionen wird gelegentlich bemängelt, dass die Flächenvergabe lediglich einer Option entspricht, die nicht

³⁹ Beispielsweise wäre es aufgrund dieser Vorgabe möglich, dass französische Kernkraftwerke durch einen deutschen Kapazitätsmarkt gefördert würden.

⁴⁰ Siehe z. B. Gramlich et al. (2019): Too much of the Wrong Thing: The Need for Capacity Market Replacement or Reform.

zum Bau verpflichtet. Damit die Effektivität des Kapazitätsmarktes und damit die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, werden für den Fall der Nichtverfügbarkeit von Kapazitäten Pönalen festgelegt. Eine höhere Strafzahlung führt zu einer höheren Verfügbarkeit. Gleichzeitig steigern hohe Pönalen jedoch das Investitionsrisiko. Das erhöhte Investitionsrisiko wird in die Kapazitätsgebote eingepreist, wodurch die Kosten des Kapazitätsmarktes ansteigen. Kleinere Akteure könnten zudem durch hohe Pönalen abgeschreckt werden, wodurch sich die Marktkonzentration erhöhen könnte. Wenn hingegen das Investitionsumfeld sehr attraktiv ist, weil lediglich geringe Pönalen festgelegt werden, sinkt das Maß an Versorgungssicherheit, da die Verfügbarkeit der Kapazitäten nicht gewährleistet

ist. Eine zentrale Stelle ist daher in der Verantwortung über die Pönalisierung die Kosten und die Effektivität des Kapazitätsmarktes festzulegen.

EINE ZENTRALE STELLE BESTIMMT ÜBER DIE REGELN UND DIE HÖHE DER PÖNALISIERUNG DIE EFFEKTIVITÄT UND DIE KOSTEN DES KAPAZITÄTSMARKTES.

Zusätzlich zur Festlegung der Pönale ist es notwendig, Ausnahmen aufgrund „höherer Gewalt“ (Force Majeure) zu definieren. Wenn eine Nichtverfügbarkeit entsprechend dieser Definition nicht durch den Betreiber verschuldet ist, ist er von der Kapazitätsbereitstellung und damit von der Pönalisierung befreit. Beispielsweise stellt sich die Frage, welche Art von Lieferkettenproblematik von der Definition abgedeckt ist. Je strenger die Definition, desto höher ist das Risiko für die Investoren, das in die Kapazitätsgebote eingepreist wird. Die Effektivität und die Kosten von Kapazitätsmärkten hängt daher ebenfalls von der Force-Majeure-Definition ab.

Darüber hinaus sind ggf. weitere Regelungen notwendig, um regulatorische Anpassungen im Strommarkt zu berücksichtigen. Die Kapazitätsgebote werden auf Basis einer Markterwartung berechnet. Wenn sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Investition aufgrund von regulatorischen Änderungen, die für den Betreiber vor der Gebotsabgabe nicht kalkulierbar waren, ändern, kann es notwendig sein, zusätzliche Kompensationsverhandlungen zwischen den Betreibern und der zentralen Stelle vorzusehen. Veränderte Rahmenbedingungen könnten beispielsweise in der Anpassung der Gebotszone, des EE-Ausbaus oder des Emissionshandels liegen. Im Fall der Umstellung auf die Verstromung von Wasserstoff könnten sich beispielsweise das Umstellungsdatum oder die Art der operativen Förderung ändern, wenn sich das H₂-Preisniveau anders entwickelt als geplant oder wenn die eingeplanten Haushaltsmittel nicht ausreichen. Das Investitionsklima ist daher ebenfalls davon abhängig, wie mögliche Kompensationen gehandhabt werden, bzw. wie Gerichte über Kompensationszahlungen entscheiden.

Da in Kapazitätsmärkten der Staat die Organisation der Versorgungssicherheit übernimmt, ist die Festlegung vieler Stellschrauben notwendig, die in Summe das Investitionsrisiko, bzw. das Investitionsklima und die Effektivität bestimmen. Kontinuierliche Nachjustierungen sind in der Regel notwendig, um sich verändernde Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Je nach Anpassung kann dadurch jedoch das Regulierungsrisiko für die Betreiber steigen, was sich wiederum in den Risikoaufschlägen der Kapazitätsgebote niederschlägt. Insofern können auch scheinbar kleine Anpassungen zu unbeabsichtigten Konsequenzen führen, die in Folge durch bilaterale Verhandlungen aufgefangen werden müssten.

Ob sich ein Kapazitätsmarkt für einen konkreten Strommarkt eignet, hängt daher auch davon ab, wie stabil die Rahmenbedingungen sind. Für Märkte mit dynamischen Anpassungsprozessen sind Kapazitätsmärkte daher nicht geeignet. In Transformationsphasen sind kontinuierliche Nachjustierungen erforderlich. Diese Anpassungen könnten zu signifikanten Zusatzkosten führen und die Effektivität des Kapazitätsmarktes beeinträchtigen.

Die Wirkung von Deratingfaktoren auf die Technologieoffenheit

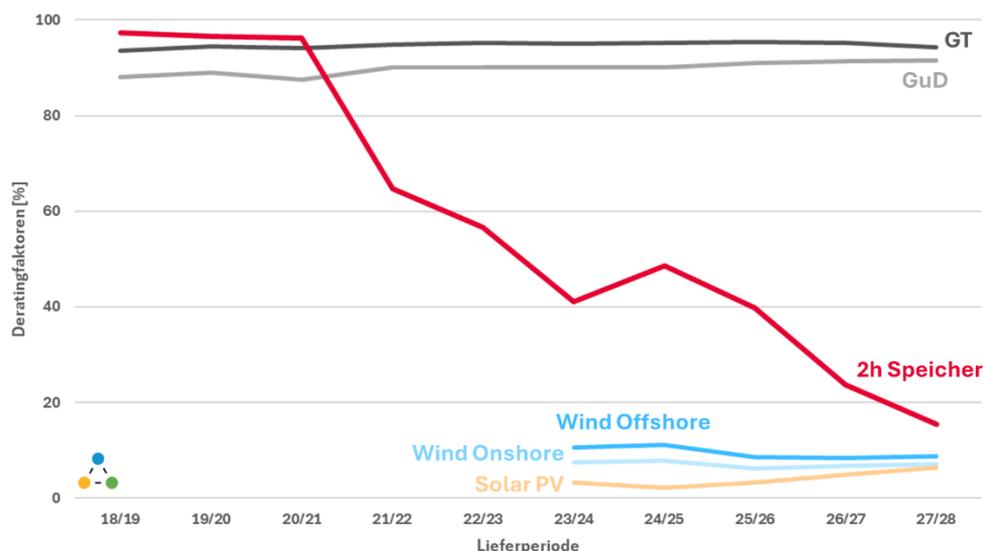
Maßnahmen sollten nicht nach ihren politisch formulierten Zielen bewertet werden, sondern nach ihrer Wirkung in der Realität. Für die Wirkung von Kapazitätsmärkten auf die Technologieoffenheit des Strommarktes ist das Verständnis der Deratingfaktoren von großer Bedeutung.

Technologien unterscheiden sich u. a. anhand ihrer Verfügbarkeit und ihres Nutzens für die Versorgungssicherheit. Zentrale Kapazitätsmärkte sind daher zwar grundsätzlich für eine Vielzahl von Technologien offen, bezüglich der Vergütung werden Technologien jedoch anhand von Deratingfaktoren unterschieden.

Deratingfaktoren sind eine technologiespezifische Prozentzahl, die den Wert dieser Technologie für die Versorgungssicherheit angibt. Bei der administrativen Festlegung der Deratingfaktoren wird zwischen thermischen Kraftwerken und anderen Technologien unterschieden, die eine begrenzte Verfügbarkeit haben (z. B. Speicher, Erneuerbare Energien, flexible Verbraucher und Interkonnektoren bzw. grenzüberschreitenden Kapazitäten). Der Deratingfaktor thermischer Kraftwerke wird anhand der historischen Verfügbarkeit berechnet (das entspricht dem Vorgehen in den früheren Analysen zur Leistungsbilanz – siehe Diskussion in Abschnitt 4.3). Die Deratingfaktoren der anderen Technologien werden anhand einer probabilistischen Modellrechnung ermittelt, indem ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit kalkuliert wird. Der Wert der

Technologien basiert daher auf Modellrechnungen, deren Annahmen modellinhärent sind oder administrativ vorgegeben werden (siehe Diskussion in Abschnitt 4.1). Abbildung 18 zeigt eine technologische Auswahl von Deratingfaktoren im Zeitverlauf des UK-Kapazitätsmarktes. Die Y-Achse stellt die Deratingfaktoren dar und die X-Achse die Lieferperiode.

Abbildung 18: Zeitliche Entwicklung ausgewählter Deratingfaktoren in UK in der Y-4 Auktion



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von National Grid (2014-2024).

Die Darstellung zeigt, dass dargebotsabhängige Erneuerbare Energien aufgrund der eingeschränkten Primärenergieverfügbarkeit strukturell niedrigere Deratingfaktoren haben als thermische Kraftwerke. Bei Speichertechnologien zeigt sich ein interessanter Effekt. In der Abbildung sieht man, dass der Deratingfaktor für Speicher mit einer zweistündigen Speicherkapazität im Zeitverlauf abnimmt. Wenn das Stromsystem in den Modellanalysen sehr wenige Speicher hat, dann tragen sie relativ gesehen viel zur Deckung von Knappheitssituationen bei. Wenn die Durchdringung von Speichern jedoch steigt, sinkt ihr relativer Nutzen in den Modellergebnissen und damit sinkt ihr Deratingfaktor.⁴¹ Die wichtige Rolle von Deratingfaktoren für die Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologien motiviert erwartungsgemäß die

⁴¹ Mit Blick auf die Deratingfaktoren für Speicher ist zu beachten, dass es zum Zeitpunkt der Einführung des Kapazitätsmarktes in UK noch keine großen Speicherkapazitäten gab und UK weniger Interkonnektorleistung hat als Deutschland. Aufgrund des hohen Flexibilitätsbedarfs in UK war der Mehrwert zusätzlicher Speicher zunächst relativ hoch. Wenn in Deutschland ein Kapazitätsmarkt ab frühestens 2028 eingeführt würde, gäbe es bereits eine deutlich größere kumulierte Speicherkapazität in Deutschland (Im Juni 2024 sind nach Battery Charts (2024) über alle Speichersegmente – Groß-, Gewerbe und Heimspeicher – bereits knapp 10 GW Speicherleistung mit über 14 GWh Speicherkapazität installiert). Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Deratingfaktoren für Speicher in Deutschland auf einem deutlich niedrigeren Niveau starten würden als in UK.

politische Einflussnahme, zur Steigerung der jeweils gewünschten Deratingfaktoren (Rent Seeking).

Bei dieser technologischen Bewertung stellen sich grundsätzliche Fragen zur Organisation des Marktgeschehens und der Beanreizung von Versorgungssicherheit. Die Festlegung der Deratingfaktoren basiert auf Modellrechnungen, die eine Vielzahl von expliziten und impliziten Annahmen beinhalten. Diese Vorgaben werden durch eine zentrale Stelle administriert und unterliegen den üblichen politischen Diskussionen, die in die Ausgestaltung der Szenarien einfließen (die impliziten Annahmen der Modelllogik lassen sich hingegen nicht beeinflussen).⁴²

Diese Annahmen führen zu Modellergebnissen, auf deren Basis Deratingfaktoren festgelegt werden. Sie beeinflussen dadurch die wirtschaftlichen Wettbewerbsbedingungen für die jeweiligen Technologien und führen daher zu einer Pfadentscheidung bezüglich des weiteren Ausbaus.

DIE ZENTRAL FESTGELEGTEN EXPLIZITEN UND IMPLIZITEN MODELLANNAHMEN BEEINFLUSSEN ÜBER DIE FESTLEGUNG DER DERATINGFAKTOREN DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT DER TECHNOLOGIEN UND DAMIT IHREN ZUKÜNFTIGEN ZUBAU.

Wenn Unternehmen mithilfe von Strommarktmodellen die Wirtschaftlichkeit der Investitionsoptionen berechnen, ist das ein legitimes Vorgehen, weil sie die eigenen Zukunftserwartungen mit ihren Risikopräferenzen zusammenführen, deren wirtschaftliche Konsequenzen sie tragen (Skin in the Game). Wenn jedoch eine zentrale Stelle auf Basis von unsicheren Zukunftserwartungen und Annahmen den Wert einzelner Technologien beeinflusst, beinhaltet dieses Vorgehen Elemente von zentraler Planung, die anfällig für Fehlallokationen sind. Schließlich ist die Qualität der Modellannahmen und damit der Deratingfaktoren u. a. davon abhängig, wie gut die Informationsqualität bezüglich der zukünftigen Entwicklung ist. Erfahrungsgemäß beinhalten diese Prognosen ein hohes Maß und Unsicherheit und neigen zu konservativen Festlegungen, insbesondere unter Berücksichtigung politischer Einflussnahmen.

In einem wettbewerblichen Strommarkt gibt es keine Festlegungen der technologischen Verdienstmöglichkeiten. Es besteht lediglich die Möglichkeit und damit der Anreiz die Einnahmen zu steigern, indem der jeweilige technologische Nutzen bestmöglich für die Bedarfsdeckung gesteigert wird.

⁴² Wir haben in der Diskussion in Abschnitt 4.1 bereits darauf hingewiesen, dass es beispielsweise im Zuge der Langfristszenarien des BMWK immer wieder zu Diskussionen kommt, weil einzelne Technologien (insb. Speicher) aus Sicht einzelner Stakeholder stets unterrepräsentiert sind.

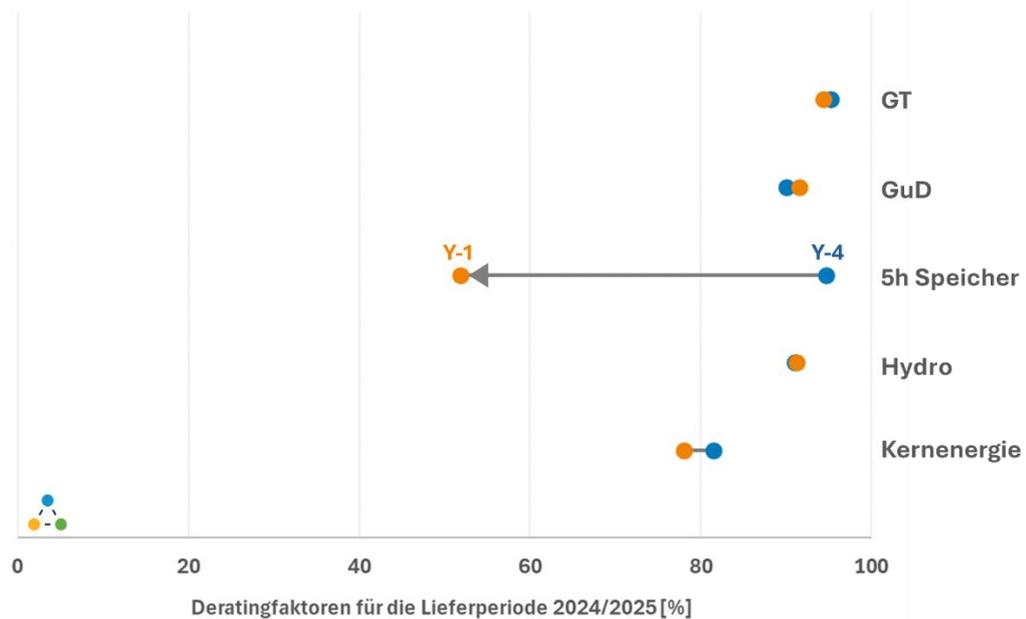
Hemmnis für die Flexibilisierung

Ein sinkender Deratingfaktor für Speicher bedeutet, dass deren Vergütung am Kapazitätsmarkt ebenfalls im entsprechenden Umfang sinkt. Die Wirkung von Kapazitätsmärkten auf Speichertechnologien ist jedoch vielschichtiger. Es gibt aus politökonomischer Sicht im Kapazitätsmarkt Anreize, lieber zu viel als zu wenig Kapazitäten auszuschreiben. Mehr steuerbare Leistung steigert zwar unmittelbar die Kosten des Kapazitätsmarktes und damit die Gesamtsystemkosten, aber die Überkapazitäten⁴³ verzerren die Preise am Strommarkt. Beispielsweise sinkt die Preisvolatilität. In einer Situation, in der beispielsweise flexible Verbraucher den Preis gesetzt hätten, setzen jetzt thermische Kraftwerke (womöglich zusätzlich durch H₂-CfD subventioniert) den Preis. Für Speicher sinken aufgrund der künstlich reduzierten Preisvolatilität durch Kapazitätsmärkte die Einnahmemöglichkeiten am Strommarkt (Second-Order-Effect). Zudem sinkt ihr Deratingfaktor am Kapazitätsmarkt (First-Order-Effect) und damit die dortige Einnahmemöglichkeit. Gegenüber einem rein wettbewerblichen Kapazitätsmix führt diese Verzerrung und die damit einhergehenden Pfadabhängigkeiten zu steigenden Gesamtsystemkosten.

Der Deratingfaktor von Speichern hängt jedoch nicht nur davon ab, in welcher Lieferperiode der Speicher den Markt betritt. Es spielt auch eine Rolle, in welcher Auktion er einen Zuschlag erhält. Abbildung 19 stellt die unterschiedlichen Deratingfaktoren der Y-4 und der Y-1 Auktion in UK für die gleiche Lieferperiode (2024/2025) dar.

⁴³ Siehe z. B. Aagaard et al. (2022): Too much is never enough: Constructing Electricity Capacity Market Demand.

Abbildung 19: Veränderung der Deratingfaktoren zwischen der Y-4 und der Y-1 Auktion für die Lieferperiode 2024/2025



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von National Grid (2020 und 2024).

In Abbildung 19 wird die Veränderung der Deratingfaktoren zwischen den beiden Auktionsterminen für die gleiche Lieferperiode deutlich. Der Verfall des Deratingfaktors für Speicher für die gleiche Lieferperiode führt dazu, dass ein 5h Speicher, der noch nicht in der Y-4 Auktion teilgenommen hat, in der Y-1 Auktion nur noch ca. die Hälfte am Kapazitätsmarkt verdienen kann, obwohl er den Betrieb in der gleichen Lieferperiode startet. In einem wettbewerblichen Strommarkt richtet sich der Wert einer Anlage nach dem tatsächlichen Nutzen, den sie erbringt, und nicht nach dem Zeitpunkt ihrer Genehmigung, ihres Markteintritts oder einer administrativen Festlegung.

Hier stellt sich wieder die Frage der Marktorganisation. Wie bereits besprochen, hängen die Modellergebnisse, bzw. die Deratingfaktoren u. a. von der Qualität der Annahmen über die zukünftige Entwicklung ab. Die Tatsache, dass sich für die gleiche Lieferperiode der Deratingfaktor für eine Technologie fast halbiert, gibt einen Hinweis auf die Qualität der Annahmen und die Fähigkeit einer zentralen Stelle, zukünftige Entwicklungen abzuschätzen. Die Qualität der administrativ festgelegten Annahmen ist jedoch

DIE QUALITÄT DER ANNAHMEN DER ZENTRALEN STELLE ÜBER DIE ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG WIRKT SICH AUFGRUND DER DERATINGFAKTOREN AUF DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT DER TECHNOLOGIEN AUS.

relevant für die wirtschaftliche Entwicklung der teilnehmenden Technologien in Strommärkten mit Kapazitätsmärkten.

Da Deratingfaktoren auch von der Speicherdauer abhängen, hat sich in UK gezeigt, dass einige Anbieter nur einen Teil ihrer Leistung anbieten, um durch das vorteilhaftere Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität einen höheren Deratingfaktor zu erhalten. So konnten in der jüngsten Y-4 Auktion in UK, Batterien bis zu 35 % mehr verdienen, wenn sie als Gebotsstrategie eine 9h-Batterie geboten haben, anstatt eine 1h-Batterie, obwohl sie die identische Leistung an den (Strom-)Markt bringen (Modo Energy, 2024).

Die Kapazitätsvergütung eines Speichers hängt daher von einer Reihe von regulatorischen Faktoren ab, die nicht zwingend mit ihrem Systemnutzen zusammenhängen, sondern u. a. von (teilweise durch explizite und implizite Annahmen getriebene) Modellrechnungen, Gebotszeitpunkt und Gebotstaktiken. In einem nachhaltigen Strommarktdesign sollte die Wirtschaftlichkeit vom tatsächlichen Nutzen abhängen, den eine Technologie leistet und nicht von regulatorischen Wechselwirkungen. Das gilt insbesondere für Technologien, die für die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle spielen. Das Ziel eines nachhaltigen Marktdesigns ist es, den Nutzen der Systemelemente für die verschiedenen Herausforderungen der Energiewende zu integrieren, um die Gesamtsystemkosten zu begrenzen.

Flexible Verbraucher

Speicher sind im Vergleich zu unkonventionellen Flexibilitätsoptionen jedoch vergleichbar leicht in Kapazitätsmärkte zu integrieren. Die Heterogenität flexibler Verbraucher führt dazu, dass sie sich nicht auf angemessene Weise in Kapazitätsprodukte integrieren lassen (siehe Diskussion zu flexiblen Verbrauchern in Abschnitt 4.5). Das bedeutet jedoch nicht, dass sie keine relevanten Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten können. Im Gegenteil: Wie besprochen sind sie für die Resilienz und sogar die Antifragilität des Stromsystems entscheidend.

Lediglich aufgrund der inhärenten Einschränkungen des administrativ festzulegenden Produktdesigns von Kapazitätsmärkten ist es nicht möglich, flexible Verbraucher sinnvoll zu berücksichtigen. Auf wettbewerblichen Strommärkten gibt es keine vergleichbaren regulatorischen Einschränkungen. Wenn eine Technologie in einer Situation einen Nutzen liefern kann, dann kann sie unter Berücksichtigung der jeweiligen Präferenzen und Fähigkeiten am Terminmarkt, am Spotmarkt oder am Regelreservemarkt teilnehmen. Lediglich die Regelreservemärkte definieren technische Anforderungen, um die

Systemsicherheit zu gewährleisten. Aber gerade diese Anforderungen lassen sich von einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen und ihrer Bündelung zu virtuellen Kraftwerken ideal abbilden.

Zusätzlich zum expliziten Ausschluss flexibler Verbraucher findet auch eine implizite Verdrängung statt. Aus verhaltensökonomischer Perspektive wiegt für Menschen der Verlust eines Geldbetrages schwerer als ein Gewinn des identischen Betrages Freude auslösen würde. Diese verhaltensökonomische Erkenntnis ist unter dem Namen „Prospect Theory“ bekannt (Kahnemann und Tversky, 1979). Übertragen auf die Präferenzen von Verbrauchern bedeuten die Erkenntnisse, dass die Motivation für flexibles Verhalten - beispielsweise durch die Nutzung dynamischer Tarife - stärker durch die Vermeidung von Preisspitzen motiviert sein kann als durch die Nutzung niedriger Strompreise. Indem zentrale Kapazitätsmärkte Überkapazitäten anreizen und dadurch die Preisvariabilität senken, reduzieren sie auch die Motivation für flexibles Verbrauchsverhalten. Durch die verzerrende Wirkung auf die Preissignale reduzieren Kapazitätsmärkte daher sowohl die Flexibilität als auch die Resilienz und Antifragilität, die ein nachhaltiges Anreizsystem in einem wettbewerblichen Strommarkt ausmachen. Diese verhaltensökonomisch fundierten Wechselwirkungen lassen sich aufgrund der neoklassischen Annahmen von Strommarktmodellen nicht stringent abbilden (siehe Diskussion in Abschnitt 4.1).

Wirkung auf Erneuerbare Energien

Zentrale Kapazitätsmärkte beeinträchtigen durch Preisverzerrungen die Wirtschaftlichkeit verschiedener Flexibilitätsoptionen, wodurch sie teilweise verdrängt werden (Second-Order-Effect). Daraus folgt, dass auch die Integration Erneuerbarer Energien indirekt durch Kapazitätsmärkte beeinträchtigt wird (Third-Order-Effect). Weniger Flexibilitätsoptionen führen zu niedrigeren Marktwerten Erneuerbarer Energien, wodurch wiederum die Fördernotwendigkeit und die Förderkosten nachhaltig ansteigen.

INDEM KAPAZITÄTSMÄRKTE DIE WIRTSCHAFTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN FÜR FLEXIBILITÄTSOPTIONEN BEEINTRÄCHTIGEN, REDUZIEREN SIE DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT ERNEUERBARER ENERGIEN UND SENKEN DAMIT DIE CHANCEN IHRE FÖRDERUNG AUSLAUFEN ZU LASSEN.

Zentrale Kapazitätsmärkte verschlechtern daher die Rahmenbedingungen für eine kostengünstige Energiewende, in der Marktakteure flexibel auf das Dargebot Erneuerbarer Energien reagieren können. Durch die künstlich

gedämpften Preissignale steigt der Förderbedarf sowohl für steuerbare Leistung als auch für Erneuerbare Energien. Anstatt Marktunvollkommenheiten zu beseitigen und Preise zu vervollständigen, indem Zahlungsbereitschaften internalisiert werden, werden marktwirtschaftliche Anreize eingeschränkt und verzerrt, wodurch wiederum die Externalitäten ansteigen.

Rückwirkungen auf den Wettbewerb

Die Einschränkungen der marktwirtschaftlichen Allokation durch Deratingfaktoren, Marktfragmentierungen und andere Vorgaben führt nicht nur zu einer Verzerrung des Technologiemiche, auch der Wettbewerb zwischen Unternehmen wird durch Kapazitätsmärkte mittel- und langfristig verzerrt. Die Fragmentierung der nachgefragten Menge in Y-4, Y-2 und Y-1 Auktionen im belgischen Kapazitätsmarkt reduziert den Wettbewerb in jeder einzelnen Auktion und vergrößert daher die Möglichkeiten des Marktmachtmissbrauchs.

Einer der wesentlichen Gründe für die Reduktion der Wettbewerbsintensität in Kapazitätsmärkten liegt in der Einschränkung des Binnenmarktes. Die Deratingfaktoren werden auch auf grenzüberschreitende Kapazitäten angewendet. Während auf dem Strommarkt die Wettbewerbsintensität aufgrund des Binnenmarktes hoch ist, wird der grenzüberschreitende Wettbewerb in Kapazitätsmärkten aufgrund der Deratingfaktoren beeinträchtigt. Aus Sicht der Binnenmarktintegration wirken Kapazitätsmärkte daher wie ein Rückschritt in national abgekoppelte Märkte.

Indem nationale Überkapazitäten angereizt werden, wird die Höhe und die Volatilität des Preissignals künstlich gedämpft. Zusätzlich zur Beeinträchtigung von Flexibilitätsoptionen und Erneuerbaren Energien werden dadurch auch die Anreize für Innovationen unterdrückt. In diesem Sinne wirken Kapazitätsmärkte auch als Markteintrittsbarriere für innovative Technologien und neue Wettbewerber. Indem marktmächtige Akteure vom Kapazitätsmarkt profitieren können, kann langfristig auch ihre Marktmacht auf dem Strommarkt zunehmen.

Diese künstlichen Einschränkungen des technologischen und grenzüberschreitenden Wettbewerbs sind u.a. die Gründe für die inhärente Marktmachtproblematik von Kapazitätsmärkten.

Maßnahmen zur Marktmachtbegrenzung und ihre Folgen

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, wie Unternehmen ihr Marktmachtpotenzial in Kapazitätsmärkten situationsspezifisch ausnutzen können. Beispielsweise

können sie ihren Wissensvorsprung und ihre Kapazitätsmenge nutzen, um Preise zu manipulieren, indem sie Mengen zurückhalten, bzw. sich aus dem Markt bieten. Sie können aber auch Wettbewerber verdrängen, indem sie sehr niedrige Preise bieten. Es ist für die Regulierungsbehörden kaum nachvollziehbar, wann eine Anlage aufgrund technischer Anforderungen nicht teilnehmen kann oder wie hoch die tatsächlichen Kosten und die darin enthaltenen Erlöse aus dem Strommarkt sind, die theoretisch die Gebote im Kapazitätsmarkt widerspiegeln sollten.

Wie bereits in Abschnitt 5.1 bei der Diskussion über selektive Mechanismen diskutiert, hat das Bundeskartellamt (2023) für Deutschland festgestellt, dass ein Unternehmen klar über der Vermutungsschwelle⁴⁴ liegt und zwei weitere Unternehmen sich dieser Vermutungsschwelle annähern. Zudem geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Marktkonzentration aufgrund von Kraftwerksstillegungen anderer Erzeuger weiter zunehmen wird. Die Importkapazität bzw. der Handel im Binnenmarkt ist laut Bundeskartellamt ein wichtiger Faktor für die Begrenzung des Marktmachtpotenzials. Da Kapazitätsmärkte den Wettbewerb mit ausländischen Kraftwerken durch Deratingfaktoren einschränken, ist das Marktmachtpotenzial auf nationalen Kapazitätsmärkten zwangsläufig höher als auf dem Strommarkt. Aufgrund des höheren Marktmachtpotenzials in Kapazitätsmärkten ist davon auszugehen, dass die Konzentration im Strommarkt im Zeitverlauf ebenfalls zunehmen wird.

Weil die Marktmachtkontrolle im Kapazitätsmarkt kaum möglich ist, setzen Regulierer auf Ausgestaltungsansätze in Kapazitätsmärkten, die das Missbrauchspotenzial eingrenzen. Es gibt jedoch keine ideale Möglichkeit, um Marktmacht einzugrenzen. Daher spiegeln die Ansätze Kompromisslösungen wider, mit denen in der Regel weder die Regulierer selbst noch die Marktakteure zufrieden sind. Unter anderem aus dieser Unzufriedenheit erwächst der kontinuierliche Wunsch nach Reformen und Nachjustierungen, die zu einer inhärenten Instabilität von Kapazitätsmärkten und damit zu strukturellen Ungewissheiten führen.

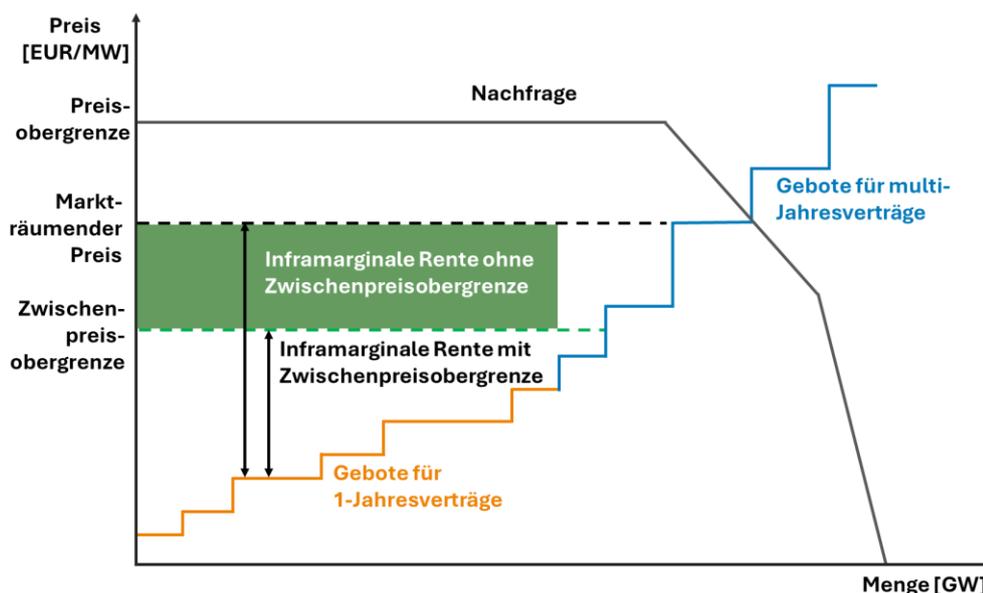
UM DAS MARKTMACHTPOTENZIAL IN KAPAZITÄTSMÄRKTEN ZU ADRESSIEREN IST DIE ADMINISTRATIVE FESTLEGUNG EINER VIELZAHL VON STELLSCHRAUBEN NOTWENDIG.

Um die Ausnutzung von Marktmacht einzugrenzen, schlägt die Monopolkommission (2023) beispielsweise vor, dass Bestandsanlagen mit Nullgeboten am Kapazitätsmarkt teilnehmen müssen. Dadurch können sie zwar

⁴⁴ Bei der Vermutungsschwelle handelt es sich lediglich um einen Indikator für das Marktmachtpotenzial aufgrund des Marktanteils in bestimmten Marktsituationen. Er sagt nichts darüber aus, ob die Unternehmen ihr Marktmachtpotenzial ausnutzen.

nicht direkt die Preise setzen, sie können aber sehr wohl Mengen reduzieren, was zu Preissteigerungen führen kann. Dies wäre insbesondere plausibel, da Kraftwerke regelmäßige Wartungs- und Nachrüstungskosten haben. Wenn sie diese Kosten nicht im Kapazitätsmarkt bieten dürfen, kann es gut begründbar sein, weswegen sie ihre Kapazitäten zurückhalten, was wiederum zu höheren Preisen am Kapazitätsmarkt führen kann und ggf. Neuinvestitionen dieser Anbieter ermöglichen könnte. Wenn diese Regelung mit einem Gebotszwang von Bestandskraftwerken kombiniert wird, entstehen finanzielle Risiken und regulatorische Ungewissheiten, die womöglich eigentumsrechtliche Fragen aufwerfen. Im belgischen Kapazitätsmarkt wird daher mit unterschiedlichen Preisgrenzen gearbeitet, um zu versuchen, diese Problematik zu entschärfen.

Abbildung 20: Darstellung der Preisobergrenzen im belgischen Kapazitätsmarkt



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Elia (2019).

Abbildung 20 zeigt, dass die Nachfragefunktion eine absolute Preisobergrenze hat. Die ist in Kapazitätsmärkten notwendig, um im Fall einer Unterdeckung und Marktmachtausnutzung in der jeweiligen Auktion unverhältnismäßig hohe Preise zu verhindern. Sie orientiert sich am „Cost of New Entry“ (CONE).⁴⁵ Zudem gibt es eine Preisgrenze für Bestandsanlagen, die ein Gebot für eine

⁴⁵ Der Cost of New Entry (CONE) ist ein zentrales Element in Kapazitätsmärkten. Er schätzt die Kosten für die Investitions- und Betriebskosten eines Kraftwerks, u. a. um die Gebotsgrenzen festzulegen. Die Gebotsgrenze kann sich entweder an den tatsächlichen Investitionskosten der erwarteten Grenztechnologie orientieren oder an dem Betrag, den die Grenztechnologie am Kapazitätsmarkt verdienen muss, unter Berücksichtigung der erwarteten Einnahmen am Strommarkt. Im Fall künstlich angereicherter Überkapazitäten, wird das Grenzkraftwerk keine relevanten Erlöse am Strommarkt erwirtschaften, weswegen die Gebotsgrenze langfristig den Fixkosten der Grenztechnologie entsprechen sollte.

Lieferperiode abgeben. Wird ein Gebot unter Nachweis der Investitionskosten für mehrere Lieferperioden abgegeben, gilt die absolute Preisobergrenze.

Dieser Ansatz simuliert eine „Cost-Plus-Regulierung“⁴⁶ auf Basis einer wettbewerblichen Ausschreibung. In einem wettbewerblichen Markt wird der erbrachte Nutzen vergütet, unabhängig vom Alter der genutzten „Werkzeuge“, die zur Erbringung des Nutzens notwendig sind. Zum Vergleich: Der Preis einer Taxifahrt hängt nicht davon ab, ob es sich um einen Neuwagen handelt, sondern ob die Dienstleistung erbracht wird. Für den erbrachten Mehrwert bzw. den Systemnutzen im Strommarkt spielt es keine Rolle, ob eine MWh aus einer alten oder einer neuen Anlage kommt, ob sie aus einem Speicher kommt, oder ob das Marktgleichgewicht durch den Verzicht oder die Verschiebung der Nachfrage zustande kommt. Es sollte der Systemnutzen vergütet werden, um zieladäquate Anreizsignale zu senden und bei Bedarf neue Technologien und Innovationen anzureizen. Die Marktorganisation von Kapazitätsmärkten unterscheidet sich aufgrund der Regulierungstiefe daher deutlich von der Anreizsystematik wettbewerblicher Strommärkte.

Anhand der Notwendigkeit für Preisobergrenzen in Kapazitätsmärkten wird deutlich, dass es in Kapazitätsmärkten schwierig ist, wettbewerbliche Rahmenbedingungen zu kreieren. Denn für Wettbewerbsbehörden ist es nicht nachvollziehbar, ob hohe Kapazitätsgebote auf pessimistischen Annahmen über zukünftige Strommarkterlöse basieren oder ob sie ein Ausdruck von Marktmachtmissbrauch sind. Ein weiterer Aspekt der regulatorischen Einschränkungen erwächst aus den Präqualifikationsanforderungen für mehrjährige Verträge. Es bedarf Nachweise über die benötigten Investitionen, um sich für mehrjährige Gebote zu präqualifizieren. Das Investitionsverhalten kann daher anhand der Marktsituation strategisch optimiert werden. Insofern kann beispielsweise das Timing von Retrofitmaßnahmen ebenfalls einem strategischen Kalkül unterliegen und nicht mehr anhand der Notwendigkeiten des Strommarktes ausgerichtet sein.

Die Regelungen werden in den verschiedenen Kapazitätsmärkten kontinuierlich angepasst. Es ist daher vorstellbar, dass mit der Zeit zusätzliche Gebotsgrenzen für mehrjährige Gebote genutzt

AUS DER PERSPEKTIVE VON KRAFTWERKS BETREIBERN STELLEN DIE NACHJUSTIERUNGEN DER PREISGRENZEN UND ABSCHÖPFUNGSMECHANISMEN INHÄRENTE UNGEWISSEITEN VON KAPAZITÄTSMÄRKTEN DAR.

⁴⁶ Bei einer Cost-Plus-Regulierung wird einem regulierten Unternehmen zugestanden, ihre entstandenen Kosten zuzüglich einer angemessenen Rendite zu erwirtschaften. Eine Regulierungsbehörde überwacht die Angemessenheit der Vergütung und passt sie bei Bedarf an. Im Gegensatz dazu orientieren sich die Einnahmen in marktwirtschaftlich organisierten Industrien am geschaffenen Nutzen durch das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage.

werden, die sich an der Höhe der präqualifizierten Investitionen orientieren. Aus regulatorischer Sicht hat es keinen Sinn, höhere Einnahmen zuzulassen, als zur Kostendeckung notwendig sind. Aus dieser Perspektive sind Nachjustierungen erstrebenswert (und erwartbar), die ein Cost-Plus-Regime möglichst treffend approximieren. Daher sind weitere Reformen, die Gebote beschränken und Erlöse abschöpfen, aus Betreibersicht eine inhärente Ungewissheit von Kapazitätsmärkten.

Erlösabschöpfung am Kapazitätsmarkt

Wie bereits beschrieben, war eine zentrale Motivation für die jüngsten europäischen Energiemarktreform die Stärkung des Verbraucherschutzes. Doch bereits vor der Energiekrise wurden Fördermechanismen zunehmend mit Blick auf Erlösabschöpfungen zur Vermeidung von Überförderungen betrachtet. Denn die Kriterien für Überförderung sind strenger als die Kriterien für die Abschöpfung von sogenannten Übergewinnen.

Aus diesem Grund gibt es bereits seit einiger Zeit Diskussionen über Differenzverträge (CfDs) für die Förderung Erneuerbarer Energien. Diese Perspektive hat sich auch bei den beihilferechtlichen Genehmigungen für Kapazitätsmärkte durchgesetzt. So wurde der belgische Kapazitätsmarkt u. a. aufgrund der Maßnahmen zur Erlösabschöpfung genehmigt, die gleichzeitig eine Maßnahme zur Begrenzung der Marktmacht darstellt. Die Erlösabschöpfung wird im belgischen Kapazitätsmarkt über Reliability Options organisiert.⁴⁷ Das ist ein weiterer Hinweis darauf, dass zentrale Kapazitätsmärkte als Fördersystem betrachtet werden und nicht als ein nachhaltiges Marktdesign.

Wenn ein Gebot am Kapazitätsmarkt einen Zuschlag erhält, vergibt der Kraftwerksbetreiber im Gegenzug für die Kapazitätszahlung eine Option an den Regulierer. Eine Reliability Option ist eine Höchstpreisvereinbarung zwischen einem Erzeuger und dem Halter der Option; in diesem Fall, der zentralen Stelle als Single Buyer. Wenn der Preis am Strommarkt über den vereinbarten Preis (Strike Price) steigt, zahlt der Erzeuger dem Halter der Option die Differenz zwischen dem Strompreis und dem Strike Preis aus. Abbildung 21 stellt die Wirkungsweise der Optionen dar.

⁴⁷ Gelegentlich wird argumentiert, dass kommunale Unternehmen nicht mit Optionen handeln dürfen. In diesem Fall dürften sie nicht an zentralen Kapazitätsmärkten teilnehmen, da Reliability Options üblicherweise ein wichtiger Bestandteil zentraler Kapazitätsmärkte sind.

Abbildung 21: Funktionsweise einer Reliability Option



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Optionen sind für die Funktionsweise von Kapazitätsmärkten und zur Begrenzung der Ausübung von Marktmacht, sowie aus Gründen der beihilferechtlichen Genehmigung, voraussichtlich notwendig. Sie führen dazu, dass Kraftwerksbetreiber keinen Anreiz mehr haben, Strompreise ansteigen zu lassen. Gleichzeitig dienen sie als Anreiz dafür, dass Kraftwerke in knappen Marktsituationen Strom einspeisen, da die Pflicht zur Rückzahlung auch anfällt, wenn das Kraftwerk keinen Strom einspeist.⁴⁸

Die Abschöpfung von Erlösen führt jedoch dazu, dass Kraftwerke langfristig auf die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt angewiesen sind, da sie die Abschöpfung am Strommarkt bei der Gebotsgestaltung am Kapazitätsmarkt berücksichtigen. Aus Sicht des Staates besteht zudem ein Anreiz, den Strike Price möglichst niedrig anzusetzen, um die abgeschöpften Mittel umzuverteilen.⁴⁹ Fördermechanismen zeichnen sich dadurch aus, dass sie idealerweise zeitlich befristet ausgestaltet sind, bis sich Technologien selbst tragen können. Durch die Abschöpfung von Erlösen wird jedoch eine Pfadabhängigkeit geschaffen, die eine Rückkehr in eine marktwirtschaftliche Organisation weitgehend ausschließt.

⁴⁸ Es gibt jedoch aus versicherungstechnischen und finanziellen Gründen zwangsläufig eine Reihe von Ausnahmen aufgrund von „höherer Gewalt“.

⁴⁹ In Frankreich gibt es beispielsweise Überlegungen, die Fixkosten von Kernkraftwerken über CfDs zu finanzieren und die abgeschöpften Mittel zu nutzen, um die Kostenbelastungen von Stromverbrauchern zu senken.

Erwartbare „Nachjustierungen“ zur Erlösabschöpfung

Die Erlösabschöpfung am Strommarkt mithilfe von Reliability Options stellt eine Möglichkeit dar, die Überförderung durch höhere Einnahmen am Strommarkt zu begrenzen. Derzeit gibt es jedoch noch keine Möglichkeit, die Überförderung durch überhöhte Kapazitätzahlungen abzuschöpfen. Die Preisgrenzen am Kapazitätsmarkt sind lediglich Versuche, die Überförderung ex-ante einzugrenzen.

Die Gebote am Kapazitätsmarkt setzen sich zusammen aus den fixen Kosten, die vor und während der Lieferperiode anfallen, abzüglich der erwarteten Einnahmen aus dem Strommarkt in dieser Lieferperiode. Da das Gebot deutlich vor der Lieferperiode abgegeben werden muss (Y-4, Y-2 oder Y-1 in Belgien), basieren die Gebote auch auf den erwarteten Einnahmen am Strommarkt, die sich aus regulatorischer Sicht schwer verifizieren lassen. Denn vier Jahre vor der Auktion niedrige Preise, und damit niedrige Einnahmen am Strommarkt anzunehmen, die wiederum ein höheres Gebot am Kapazitätsmarkt rechtfertigen, lassen sich regulatorisch schwer begrenzen.

In der jüngsten Anpassung der EU-Strommarktverordnung (2024) ist eine Ergänzung zu Transparenzpflichten aufgenommen worden (Art. 7.2f), die unter „Unit-based-Bidding“ diskutiert wurde.⁵⁰ Es bestand die Sorge, dass diese Regelung im Stromhandel implizit eine Abkehr vom Portfoliogebot hin zu anlagenscharfen Geboten bedeuten würde.⁵¹ Das hätte starke Auswirkungen auf die Möglichkeit Portfolien und virtuelle Kraftwerke zu vermarkten. Die Reform der Richtlinie war primär durch die Energiekrise getrieben, in der es u. a. Schwierigkeiten damit gab, die Erlöse von Erzeugern aufgrund hoher Strompreise abzuschöpfen und im Sinne des Verbraucherschutzes umzuverteilen.

⁵⁰ Art. 7.2f „transparent sein und, sofern angemessen, Informationen je Erzeugungseinheit bereitstellen, wobei gleichzeitig die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren ist und sichergestellt werden muss, dass beim Handel die Anonymität gewahrt bleibt.“

⁵¹ Die Fähigkeit zu Portfoliogeboten war beispielsweise in Deutschland die Voraussetzung für die Steigerung der Flexibilität und damit auch der Wettbewerbsintensität an den Regelenergie- und Strommärkten. Diese höhere Flexibilität und Wettbewerbsintensität führte zu sinkenden Preisen und einer höheren Versorgungsqualität. Darüber hinaus waren sie die Grundlage für die bessere Integration Erneuerbarer Energien zu geringen Kosten, was wiederum zu einer Senkung der EE-Förderkosten beigetragen hat. Die Innovationsoffenheit der Portfoliogeote ist daher eine Grundlage für niedrige Gesamtsystemkosten.

Im Sinne einer kostengünstigen Regulierung von Kapazitätsmärkten wäre es jedoch denkbar, dass dieses „Unit-based-Bidding“-Regime dazu genutzt werden könnte, die Deckungsbeiträge einzelner Anlagen (bzw. Anlagenblöcke) ex-post zu berechnen. Während eine ex-ante Bewertung von Geboten im Kapazitätsmarkt auf Basis angenommener Erlöse aus dem Strommarkt nur schwer möglich ist, lassen sich die Erlöse durch anlagenscharfe Gebote relativ gut approximieren und für eine ex-post Erlösabschöpfung nutzen. Damit wäre dieser Ansatz im Kapazitätsmarkt das Äquivalent zur Erlösabschöpfung im Strommarkt durch Reliability Options.

DIE NACHJUSTIERUNG WÄRE EIN WEITERER SCHRITT IN RICHTUNG EINER COST-PLUS-REGULIERUNG FÜR GEFÖRDERTE ANLAGEN.

Angesichts der Kostenbelastung von Wirtschaft und Bevölkerung durch die Energiewende erscheint die Abschöpfung von Einnahmen aus geförderten Anlagen als politisch attraktives Mittel zur Umverteilung von Mehreinnahmen. Diese Nachjustierung wäre lediglich ein weiterer Schritt in Richtung einer Cost-Plus-Regulierung für geförderte Anlagen und unterstreicht die Ungewissheit für Kraftwerksbetreiber, die von Kapazitätsmärkten ausgeht.

Die Herausforderungen der zentralen Kapazitätsplanung

Zentrale Kapazitätsmärkte zeichnen sich durch eine große Bandbreite an Stellschrauben aus, die durch eine zentrale Instanz festgelegt werden müssen. Wir haben bereits über Deratingfaktoren und Preis- und Gebotseinschränkungen gesprochen, die den Spielraum für marktwirtschaftliche Anreize stark einschränken. Die wahrscheinlich größte Herausforderung und langfristige Verzerrungsgefahr mit dem größten Systemkostenrisiko ist jedoch die Festlegung der auszuschreibenden Nachfrage.

In statischen Systemen, in denen sich die Nachfrage und technologische Zusammensetzung im Zeitverlauf nicht wesentlich ändert, kann die historische Spitzenlast als Indikator für die zukünftige Spitzenlasterwartung verwendet werden. Die auszuschreibende Kapazitätsnachfrage kann sich unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge an dieser Spitzenlasterwartung orientieren.

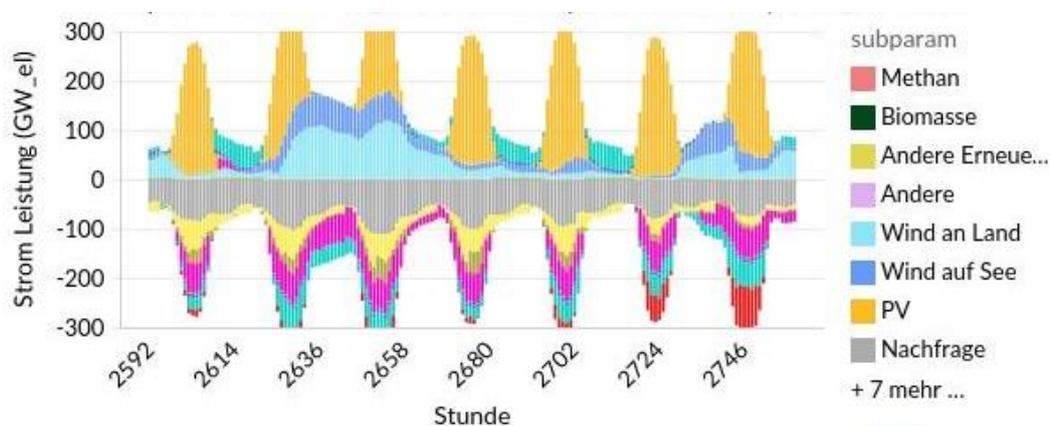
Dieses Vorgehen macht jedoch in dynamischen Systemen, in denen die Dekarbonisierung zu großen Teilen über die Elektrifizierung anderer Sektoren verläuft, keinen Sinn. Das gilt insbesondere, wenn das System eine starke

Transformation durchläuft, die sich durch eine strukturelle Veränderung des Erzeugungsparks auszeichnet.

Um den Verkehrs- und den Wärmesektor zu dekarbonisieren, ist es notwendig, deutlich mehr Erneuerbare Energien auszubauen, als es für die Dekarbonisierung des traditionellen Stromsektors notwendig wäre. Erfreulicherweise haben die neuen Verbrauchstechnologien signifikante Flexibilitätspotenziale, die es ermöglichen, den Stromverbrauch häufig auf die Zeiten zu verschieben, in denen Erneuerbare Energien viel Strom produzieren. Dies kann mit Ausnahme der Zeiten von „Dunkelflauten“ weitestgehend ohne Komforteinbußen geschehen. Vor allem die niedrigen Strompreise in Zeiten eines hohen EE-Stromdargebots reizen flexiblen Verbrauch an.

Die Konzentration der Nachfrage auf Zeiten eines hohen EE-Dargebots führt voraussichtlich zu signifikant höheren Spitzenlasten als es in traditionellen Stromsystemen üblich ist. Diese neuen Spitzenlasten sind jedoch nicht auslegungsrelevant für die Absicherung der Versorgung, da sie durch die hohe EE-Verfügbarkeit und die damit einhergehenden niedrigen Strompreise angereizt werden. Abbildung 22 stellt auf Basis der Langfristszenarien (BMWK, 2024) eine Situation im Frühjahr 2045 dar.

Abbildung 22: Dispatch in 2045 anhand des Langfristszenarios T24-Strom



Quelle: Langfristszenarien (BMWK, 2024).

In Abbildung 22 ist erkennbar, dass die kumulierte Erzeugung deutlich über 300 GW hinausgeht und die im negativen Bereich dargestellte kumulierte Nachfrage (korrigiert um den Export) ebenfalls in einer vergleichbaren Größenordnung liegt.

In Situationen mit wenig EE-Dargebot sind die Preise erwartungsgemäß deutlich höher, weswegen ein niedrigerer Stromkonsum angereizt wird. Diese Zeiten werden daher eine deutlich geringere Last haben als die Spitzenlast. Daraus

ergibt sich jedoch die Frage, woran sich die Kapazitätsnachfrage im Kapazitätsmarkt orientieren soll.

An dieser Frage entscheidet sich die Rolle, die Kapazitätsmärkte in der Marktorganisation spielen sollen. Wenn sie dazu dienen sollen, niedrigere Strompreise als in einem wettbewerblichen Strommarkt zu gewährleisten, was ein politisch attraktives Ziel wäre, dann müsste die Kapazitätsnachfrage an den theoretischen Spitzenlasten ausgerichtet sein. Diese Spitzenlasten treten auf, wenn im Winter ein großer Teil der Bevölkerung heizt, Elektroautos lädt und die Industrie gleichzeitig bei guter Konjunktur an der Kapazitätsgrenze produziert. Abbildung 22 in Kombination mit der Darstellung der Anschlussleistungen dezentraler Verbrauchstechnologien in Abbildung 5 geben einen Hinweis darauf, dass der Kraftwerkspark dann ein Mehrfaches des bisherigen Kraftwerksparks ausmachen müsste. Dieses Szenario scheint aus diversen Gründen unrealistisch und nicht attraktiv zu sein.

Dennoch ist die Frage der Kapazitätsnachfrage nicht trivial zu beantworten. Denn das Problem entwickelt sich im Zeitverlauf (und nicht durch den Vergleich von Gleichgewichtszuständen, wie es Strommarktmodelle suggerieren), wodurch eine kontinuierliche Ausweitung der Kapazitätsnachfrage wahrscheinlich ist. Die Orientierung an Strommarktmodellen ignoriert die dynamische Perspektive, da sie Gleichgewichte ausrechnen. Die Wechselwirkungen, die durch Preissignale auf der einen Seite und politökonomische Abwägungen auf der anderen Seite, in dynamischen Zeiten auftreten, sind für das Modell nicht erfassbar.

In Abschnitt 4.5 haben wir diskutiert, wie sich ein Marktgleichgewicht auf Basis der Zahlungsbereitschaft flexibler Verbraucher einstellt. Im Zuge der Systementwicklung kommt es für das Streben zum Gleichgewicht immer wieder zu Situationen mit hohen Preisen, die eine Reduktion der Nachfrage anregen. In diesem System hängt die Stromnachfrage und daher auch die relevante Spitzenlast vom Preis ab. Und wenn das Preisniveau ansteigt, wird es für Investoren attraktiv, neue Kraftwerke zu bauen. Die Preissignale basieren in diesem Fall auf der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, wodurch sie über ihr preiselastisches Verhalten den Bedarf an Kraftwerken kommunizieren.

Das Anreizsystem funktioniert aber in einem System mit Kapazitätsmärkten grundlegend anders. Für die Herausforderungen, die sich aufgrund der administrativ festzulegenden Kapazitätsnachfrage ergeben, machen wir im Folgenden ein Gedankenexperiment, indem wir gedanklich ein Szenario mit Kapazitätsmarkt und den damit einhergehenden Planungsvorgängen konstruieren.

Gedankenexperiment: Planung der Kapazitätsnachfrage

Im Laufe der nächsten Jahre werden immer mehr dezentrale Verbrauchstechnologien zugebaut. Das führt dazu, dass sich auf kurz oder lang situativ hohe Preise einstellen und Verbraucher ihre Nachfrage reduzieren. Im Rahmen der Vorbereitung auf die nächste Kapazitätsauktion muss daraufhin festgelegt werden, wieviel Kapazität durch die zentrale Stelle, beispielsweise vier Jahre vor dem Erfüllungsjahr, nachgefragt werden soll. Die Schwankungsbreite der residualen Spitzenlasten in Abbildung 12 verdeutlicht die Herausforderung vor der die Entscheidungsträger stehen. Dabei stellt sich auch die Frage, ob Kraftwerke ausgeschrieben werden sollen, die ggf. alle zehn Jahre Strom erzeugen, oder vielleicht sogar gar nicht zum Einsatz kommen. Diese Diskussion wird kaum ohne politische Einflussnahme und politische Debatten auskommen (u. a. bei der Szenarienerstellung). Durch das System- und Anreizverständnis von Kapazitätsmärkten sind politische Entscheidungsträger mit unvollständigen Informationen anfällig für politische Fehlanreize und Einflussnahme (Rent Seeking). Die Entkopplung von Informationen, Risiken und Anreizen führt zu Fehlallokationen, deren Kosten die Gesellschaft tragen muss.

Wenn am Strommarkt bereits Knappheitssituationen beobachtet wurden, die mit hohen Preisen einhergingen, werden die Systemplaner mit vierjähriger

DIE ENTKOPPLUNG VON
INFORMATIONEN, RISIKEN UND
ANREIZEN BEI WIRTSCHAFTLICHEN
ENTSCHEIDUNGEN FÜHRT ZU
GESELLSCHAFTLICHEN MEHRKOSTEN.

Voraussicht davon ausgehen, dass die Nachfrage aufgrund des Zuwachses der dezentralen Verbrauchstechnologien weiter zunehmen wird. Im planerischen Verständnis ist es daher die logische Konsequenz, mehr Kapazität auszuschreiben. Da der Anspruch der Systemplaner auch eine Sicherheitsmarge vorsieht, werden aufgrund der Überkapazitäten die Strompreise tendenziell niedrig ausfallen. Denn die Preise enthalten keine Informationen über die Zahlungsbereitschaft (und Opportunitätskosten) der Verbraucher. Diese Verzerrung der (unvollständigen) Preise, durch künstlich angereizte Überkapazitäten, führt zwangsläufig zu Externalitäten.⁵²

⁵² Externalitäten können viele Formen annehmen. In diesem Kontext könnten Externalitäten u.a. unzureichende Investitionen in Flexibilitätsoptionen darstellen und das Angewöhnen von inflexiblen Verbrauchsgewohnheiten, die das System unnötig belasten.

Wenn Erzeugungskapazitäten zu langsam zugebaut werden, kommt es vermutlich dennoch irgendwann zu Knappheitssituationen.⁵³ Diese Knappheitssituationen gehen, u. a. aufgrund der geringeren Flexibilisierung, mit hohen Preisen einher. Sie sind jedoch in diesem Systemverständnis im Gegensatz zu einem wettbewerblichen Strommarkt kein Anreizelement, sondern ein „Problem“, dem mit Kapazitätswachstum begegnet werden muss. Denn ein Argument das gelegentlich gegen wettbewerbliche Strommärkte angeführt wird, lautet, dass die Politik keine hohen Strompreise akzeptiert. Geplante Überkapazitäten führen auf der anderen Seite zu niedrigen Preisen, die wiederum die Nutzung dezentraler Verbrauchstechnologien attraktiv machen, was zu neuen Spitzenlasten führt, die wiederum die Kapazitätsnachfrage steigern. Das Ausbleiben eines Marktfeedbacks und das fehlende Anreizbestreben eines Marktgleichgewichts durch hohe Preise führt zu einer Slippery Slope⁵⁴ zunehmender Erzeugungskapazitäten.

DAS AUSBLEIBEN EINES
MARKTFEEDBACKS UND
GLEICHGEWICHTS FÜHRT
ZU EINER SLIPPERY SLOPE
ZUNEHMENDER
ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN.

Wenn Strommarktmodelle für die Kapazitätsplanung genutzt werden, unterstellen diese Modelle zwangsläufig einen wettbewerblichen Strommarkt, der alle verfügbaren Flexibilitäten nutzt, um ein effizientes Gleichgewicht zu erzielen. Diese effiziente Nutzung basiert jedoch in der Realität auf der Anreizwirkung von Preissignalen. Diese Preissignale werden jedoch wiederum in der Realität aus politökonomischen Gründen eine administrative Ausweitung der Erzeugungskapazität auslösen und daher ein Marktgleichgewicht verhindern. Stattdessen werden kontinuierlich zusätzliche Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben.

Es wird jedoch mit der Zeit ersichtlich, dass die Slippery Slope einer kontinuierlichen Kapazitätsausweitung keine nachhaltige Strategie ist. An irgendeinem Punkt müsste sich jemand dafür einsetzen, keine zusätzlichen Kapazitäten auszubauen, sondern die Knappheitssituation auszuhalten und es flexiblen Verbrauchern zumuten, ihre Nachfrage einzuschränken. Diese

⁵³ Für die konkreten Wechselwirkungen im Marktgeschehen ist es jedoch entscheidend, ob H2-Kraftwerke ein H2-CfD erhalten, oder ob sie die vollständigen Grenzkosten einpreisen müssen (siehe Diskussion in Abschnitt 5.1).

⁵⁴ Der Slippery-Slope-Effekt (Rutschbahneffekt) beschreibt einen Prozess, in dem ein erster, häufig unscheinbarer Schritt eine Reihe weiterer Schritte erzwingt, die in ihrer Gesamtheit zu umfangreichen negativen Konsequenzen führen. Da auf der Rutschbahn jeder einzelne weitere Schritt notwendig und unvermeidbar erscheint, ist die einzige Möglichkeit, dem negativen Ende der Verkettung zu entgehen, den ersten Schritt auf die Rutschbahn zu vermeiden. Damit ähnelt das Konzept der Slippery Slope dem Ölflecktheorem. Während sich der Slippery-Slope-Effekt jedoch auf eine unvermeidbare Kette kausaler Folgen bezieht, beschreibt das Ölflecktheorem tendenziell die diffuse Ausbreitung von Einflüssen.

Perspektive ist jedoch mit Blick auf die Anreizsystematik in Kapazitätsmärkten nicht konsistent und aus politischer Perspektive nicht populär.⁵⁵

Wenn das wesentliche Instrument zur Bestimmung der Kapazitätsnachfrage die Zahlungsbereitschaft flexibler Verbraucher wäre, dann bräuchte man keinen Kapazitätsmarkt. Die Menge steuerbarer Kapazitäten würde sich auf Basis der Zahlungsbereitschaft preiselastischer Verbraucher einstellen. Der zentrale Ansatz eines Kapazitätsmarktes ist im Gegensatz dazu, dass eine zentrale Stelle die benötigte Kapazität bestimmt. Es ist jedoch nicht ersichtlich, wie diese administrative Festlegung in einem System, das sich phasenweise durch Spitzenlasten von mehreren hundert Gigawatt auszeichnet, ausgestaltet werden könnte. In der entscheidenden Transformationsphase in den 2030er Jahren werden voraussichtlich jedes Jahr neue Verbrauchstechnologien im Gigawattbereich ans Netz angeschlossen, die mit vierjähriger Vorlaufzeit bei der Kapazitätsnachfrage in der Auktion berücksichtigt werden müssen.

Die Wahrscheinlichkeit unverhältnismäßig hoher Systemkosten scheint unter Berücksichtigung der im Zeitverlauf wirkenden politökonomischen Anreize zur kontinuierlichen Kapazitätsausweitung wahrscheinlich. Der Weg zurück in ein wettbewerbliches Strommarktdesign, das durch die zunehmende Flexibilisierung ein Marktgleichgewicht anreizt, ist aufgrund der inhärenten Pfadabhängigkeiten von Kapazitätsmärkten sehr unwahrscheinlich. Denn die zuvor diskutierten Abschöpfungsinstrumente in Kapazitätsmärkten führen dazu, dass es für Kraftwerksbetreiber schwer vorstellbar wird, die signifikanten Überkapazitäten über den Strommarkt zu finanzieren. Der Wegfall von Kapazitätszahlungen würde zu signifikanten Kraftwerksstillegungen führen und eine gesellschaftliche Debatte um Versorgungssicherheit auslösen, die für politische Entscheidungsträger schwer durchzuhalten wäre.

Dieses Gedankenexperiment illustriert die Herausforderung der administrativen Kapazitätsfestlegung in einem dynamischen Stromsystem. Für Kraftwerksbetreiber bedeutet die Unsicherheit über die langfristige Kapazitätsnachfrage in Kombination mit der nicht nachhaltigen Finanzierungsnotwendigkeit des Systems unkalkulierbare Ungewissheiten über schwer zu antizipierende Nachjustierungen.

⁵⁵ Die VS-Szenarien und NEP nehmen im Kern ein Marktgleichgewicht durch flexible Verbraucher an. Doch entscheidend ist nicht das technische System, sondern die Anreize, die eine Entwicklung hin zu diesem System ausmachen. Und das sind (aus politischer Sicht „unangenehme“) Preissignale, die Verhaltensänderungen anreizen.

Politökonomische Rahmenbedingungen

In einem Stromsystem mit Kapazitätsmärkten wirken andere Anreize auf politische Entscheidungsträger und Marktakteure als in einem Stromsystem, das marktwirtschaftlich organisiert ist und Marktgleichgewichte anreizt. Darüber hinaus bestehen Informationsasymmetrien zwischen wirtschaftlichen Akteuren und politischen Entscheidungsträgern, die bei der Festlegung der Vielzahl von Parametern zwangsläufig zu politischer Einflussnahme führen können (Rent Seeking).

Die Aufteilung von Informationen und Anreizen zwischen politischen und wirtschaftlichen Entscheidungsträgern in einem System mit Kapazitätsmärkten führt dazu, dass die Risiken umverteilt werden. Diejenigen Akteure, die in der Lage wären, diese Risiken zu bewirtschaften und für die Risiken wertvolle Anreizsignale zur Vermeidung unnötiger Mehrkosten darstellen, werden entlastet und die Gesellschaft, die diese Risiken nicht bewirtschaften kann, zahlt die Mehrkosten (Moral Hazard). Diese Umverteilung führt zwangsläufig zu Externalitäten in Form von Wohlfahrtsverlusten.

Die Finanzierung von Kapazitätsmärkten erfolgt entweder über den Bundeshaushalt über Fördertöpfe oder über Umlagen. Dadurch werden die Preissignale zwangsläufig verzerrt. Die entscheidenden Mehrkosten entstehen durch die Fehlanreize der verzerrten (unvollständigen) Preissignale, die dazu führen, dass Flexibilitätsoptionen und Innovationen verdrängt werden und thermische Überkapazitäten aufgebaut werden. Es liegt in der Natur von Pfadabhängigkeiten (insb. aufgrund von Fördersystemen), dass ihre Auswirkungen im Zeitverlauf einen kumulierenden Effekt haben. Der Moment, in dem die Zusatzkosten als gesellschaftlich belastend erkannt werden, ist der Moment, in dem aufgrund der Pfadabhängigkeit der Fördernotwendigkeit ein Systemwechsel undenkbar erscheint.

FÖRDERBEDINGTE
PFADABHÄNGIGKEITEN HABEN IM
ZEITVERLAUF EINEN
KUMULIERENDEN EFFEKT. IN
DEM MOMENT, IN DEM DIE
KOSTEN GESELLSCHAFTLICH
BELASTEND SIND, IST
ÜBLICHERWEISE EIN SYSTEM-
WECHSEL UNDENKBAR.

Es ist zudem davon auszugehen, dass es zu politischen Diskussionen darüber kommt, wer die direkten und indirekten Mehrkosten tragen soll. Im Zuge der Diskussion zu Industriestrompreisen und der Ausgestaltung individueller Netzentgelte (StromNEV § 19 Absatz 2), in Kombination mit den Sorgen um den Wirtschaftsstandort wird regelmäßig erkennbar, dass zusätzliche Kosten für die Industrie schwer zu argumentieren sind. Insofern ist denkbar, dass es Sonderregelungen geben könnte, die zu einer Entlastung der Industrie von

Kapazitätszahlungen führen. Diese Kosten müssten wiederum von anderen Verbrauchergruppen getragen werden, deren Kostenbelastung dadurch zusätzlich ansteigt.

Die Herausforderung bei zentralen Kapazitätsmärkten liegt in der zentralen Festlegung entscheidender Ausgestaltungsparameter, wie z. B. der Deratingfaktoren, der Beschaffungs- und Produkteigenschaften und der Kapazitätsnachfrage. Alle Ausgestaltungsparameter sind naturgemäß anfällig für politische Einflussnahme. Diese Festlegungen erfordern zwangsläufig Abschätzungen über die Zukunft, die wiederum durch die administrative Festlegung der Rahmenbedingungen dazu führen, dass Anreize und dadurch Lösungsräume ausgeklammert werden.

Zusammengefasst: Planung bleibt Planung. Auch wenn für die Planung komplizierte Detailwerkzeuge genutzt werden, entscheiden zentral festgelegte Annahmen über die zukünftigen Lösungsräume. Daraus folgen zwangsläufig Fehlallokationen, die zu höheren Gesamtsystemkosten führen.

Der Versuch, die Vielzahl der regulatorischen Stellschrauben ausgewogen zu justieren, ist der Versuch ein lokales Optimum zu erreichen. Denn Kapazitätsmärkte sind der Versuch, mit einer komplizierten Maßnahme eine komplexe Aufgabe zu lösen. Der Preis dafür ist die Verdrängung einer Vielzahl wesentlicher Allokationsaufgaben. Der Versuch der Marktmachtbegrenzung durch eine wettbewerbliche Simulation einer Cost-Plus-Regulierung durch Gebotsgrenzen und Abschöpfungsinstrumente mündet in regulatorischem Mikromanagement. Dadurch steigt wiederum die Motivation für politische Einflussnahmen und die Anfälligkeit für politökonomische Fehlanreize. In Summe führt der Versuch einer zentralen Detailplanung eines komplexen Systems erfahrungsgemäß zu einer nachhaltigen Senkung der gesellschaftlichen Wohlfahrt.

DER VERSUCH EINER MARKTMACHT-BEGRENZUNG MIT HILFE VON GEBOTSGRENZEN UND ABSCHÖPFUNGS-INSTRUMENTEN MÜNDET IN REGULATORISCHEM MIKROMANAGEMENT.

5.4 DEZENTRALE KAPAZITÄTSMÄRKTE

Dezentrale Kapazitätsmärkte unterscheiden sich von zentralen Kapazitätsmärkten durch die Nutzung dezentral verteilter Informationen und die stärkere anreizbasierte Allokation der genutzten Technologien und Mengen

durch die Marktakteure. In diesem Sinne entsprechen dezentrale Kapazitätsmärkte eher einem Marktdesign, wohingegen zentrale Kapazitätsmärkte eher einem Förderdesign entsprechen.

Grundsätzlich ist eine große Bandbreite an Ausgestaltungsdetails für dezentrale Kapazitätsmärkte möglich, die sich u. a. in der Ausgestaltungstiefe regulatorischer Vorgaben und dem Überwachungsaufwand unterscheiden.⁵⁶ Der konkreteste Ausgestaltungsvorschlag in Deutschland für einen dezentralen Kapazitätsmarkt stammt vom BDEW (2014) unter dem Namen „Dezentraler Leistungsmarkt“ (DLM), der mit Hilfe von Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) gesicherte Leistung anreizt. Wir orientieren uns daher für die Diskussion weitestgehend an diesen Ausgestaltungsvorschlägen. An geeigneter Stelle weisen wir auf die Abgrenzung zum zentralen Kapazitätsmarkt und auf mögliche ergänzende Ausgestaltungsoptionen dezentraler Kapazitätsmärkte hin.

BDEW (2014, S. 6) formuliert die Rolle des DLM folgendermaßen: „Eine wesentliche Eigenschaft des dezentralen Leistungsmarktes ist, dass kein staatlicher Regulierer die vorzuhaltende gesicherte Erzeugungskapazität planwirtschaftlich vorgibt und die Kosten unabhängig vom Verursacher verteilt. Stattdessen wird die Gesamtmenge der vorzuhaltenden VSN durch den tatsächlichen Bedarf der Stromkunden definiert und verursachungsgerecht finanziert. Zudem gewährt der DLM große Freiheiten zur Einbeziehung von Nachfrageflexibilitäten, die den Leistungsbedarf der Stromkunden in Knappheitszeiten verringern können, und ist deshalb vorteilhaft bei der Ausschöpfung von DSM-Potenzialen.“ Die folgende Übersicht stellt die Eigenschaften dezentraler Kapazitätsmärkte dar.

- **UMFANG/MENGE:** Versorgungsunternehmen (bzw. Bilanzkreisverantwortliche) beschaffen den zukünftigen Kapazitätsbedarf ihrer Kunden unter Berücksichtigung ihrer Flexibilität und ihrer Präferenzen für gesicherte Leistung. Dadurch wird - wie bei zentralen Kapazitätsmärkten - die Nachfrage des ganzen Marktes adressiert. Jedoch können Verbraucher ihren eigenen Bedarf festlegen und im Knappheitsfall flexibel reagieren.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Für die Deckung der Kapazitätsnachfrage können verschiedene Technologien genutzt werden. Aufgrund der Nutzung dezentral verteilter Informationen über die Flexibilisierungsfähigkeiten der Verbraucher ist es im Gegensatz zu zentralen Kapazitätsmärkten möglich, den Beitrag flexibler Verbraucher

⁵⁶ Beispielsweise wurde in Frankreich zunächst ein weniger regulierter dezentraler Kapazitätsmarkt erarbeitet, der jedoch im Zuge der politischen Ausgestaltung und der beihilferechtlichen Diskussion mit der Europäischen Kommission zusätzliche zentrale Vorgaben erhalten hat.

bei der Kapazitätsbeschaffung zu berücksichtigen. Dadurch können dezentrale Kapazitätsmärkte eine stärkere Flexibilisierung anreizen.

- **BESCHAFFUNG:** Anbieter von gesicherter Leistung können standardisierte Leistungszertifikate ausstellen, die in BDEW (2014) Versorgungssicherheitsnachweise (VSN) genannt werden. Sie stellen eine Art Option dar, wie es die Reliability Options im zentralen Kapazitätsmarkt sind.⁵⁷ VSN sind handelbar, entweder bilateral oder über organisierte Marktplätze, z.B. eine Energiebörse. Bilanzkreisverantwortliche können die Nachfrage nach gesicherter Leistung somit über den Nachweis von VSN adressieren, durch eigene Kraftwerke oder durch das Flexibilitätspotenzial der Verbraucher. Wobei für flexible Verbraucher lediglich weniger VSN nachgewiesen werden müssen.
- **VERGÜTUNG:** Der Preis für die Leistungszertifikate bildet sich am Markt durch Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung aller verfügbaren Technologien. „Regulatorische Eingriffe in den Allokationsmechanismus sind nicht erforderlich“ (BDEW, 2014, S. 7).

Im Folgenden besprechen wir einige ausgewählte Bestandteile dezentraler Kapazitätsmärkte, um die Funktionsweise (teilweise in Abgrenzung zum zentralen Kapazitätsmarktes) zu verdeutlichen.

Die Regeln und die Anreizwirkung des dezentralen Kapazitätsmarktes

Für Kraftwerksbetreiber ist der Verkauf von VSN freiwillig. Jeder Marktakteur kann ein VSN anbieten. Es gibt keine Mengenbegrenzung oder Präqualifikation von Anlagen. Stattdessen gibt es Strafzahlungen bei nicht-Bereitstellung der zugesicherten Leistung. Wenn die zugesagte Menge der VSN mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung stehen soll, muss sie u. a. gegen Kraftwerksausfälle abgesichert werden, weswegen nicht alle Kraftwerke VSN anbieten, sondern eine Absicherungsaufgabe übernehmen.

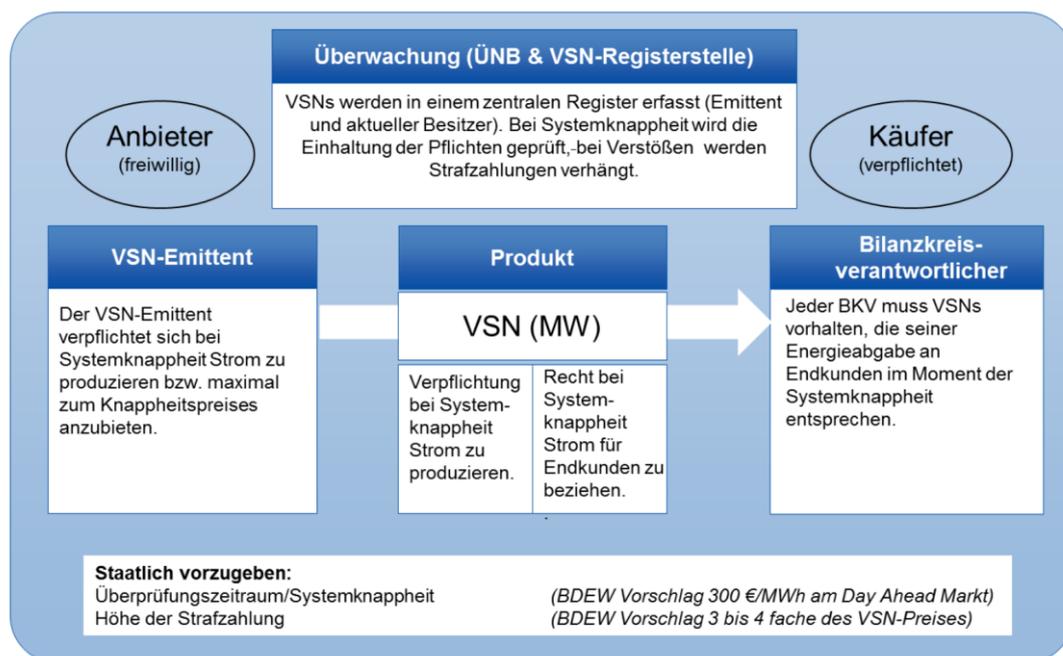
Dem Charakter nach sind VSN mit Reliability Options am zentralen Kapazitätsmarkt vergleichbar. Jedoch gibt es am zentralen Kapazitätsmarkt einen aufwändigen Präqualifikationsprozess für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt. Für die Präqualifikation über mehrere Lieferperioden sind sogar finanzielle Nachweise notwendig. BDEW (2014, S. 10) verweist dagegen auf die finanzielle Anreizwirkung: „Die Verfügbarkeit in Knappheitszeiten wird

⁵⁷ Wie bereits bei der Diskussion zu zentralen Kapazitätsmärkten vermerkt, wird gelegentlich argumentiert, dass kommunale Unternehmen nicht mit Optionsprodukten handeln dürfen. In diesem Fall wären kommunale Unternehmen auch von einem dezentralen Kapazitätsmarkt ausgeschlossen, da VSN im wesentlichen Optionsprodukte darstellen.

durch das Pönalen-System sichergestellt.“ Auf der anderen Seite haben Emittenten von VSN die Pflicht, in Knappheitszeiten einzuspeisen.

Der Handel mit VSN steht jedoch allen Akteuren offen: „Im Terminmarkt für VSN ist anzunehmen, dass auch Händler als Käufer oder auch als Verkäufer teilnehmen. Solche Transaktionen werden entstehen, sobald im Markt unterschiedliche Erwartungen zur Preisentwicklung der VSN entstehen. Dieser Handel ist positiv zu bewerten, weil er die Liquidität erhöht und damit die Relevanz des Preissignales der VSN erhöht. Damit wird die Effizienz der Entscheidungen der Marktteilnehmer erhöht. Ferner ermöglicht ein Terminhandel, Einnahmen aus und Aufwendungen für die Bereithaltung gesicherter Kapazität mittelfristig abzusichern und damit die Planungssicherheit zu erhöhen. Nachfrager nach VSN können ihren Bedarf an VSN fortlaufend entsprechend ihrer Kundenstruktur anpassen“ (BDEW, 2014, S. 11). Die folgende Abbildung stellt die Rollen im dezentralen Leistungsmarkt dar.

Abbildung 23: Übersicht der Rechte, Pflichten und Aufgaben im VSN-System



Quelle: BDEW (2014).

Wie in Abbildung 23 ersichtlich ist, besteht die Rolle des Staates, bzw. der regulierenden Stelle, im Wesentlichen in der Festlegung von zwei Elementen:

- **STRAFZAHLUNG:** Die Strafzahlung sollte ein Mehrfaches des VSN-Preises sein, da der Anreiz für die VSN-Beschaffung vom Erwartungswert der Strafzahlung (Optimierungskalkül) abhängt. Dadurch wird das VS-

Niveau unabhängig vom VSN-Preis. Bei hohen Preisen würde sonst die Strafzahlung relativ günstiger sein als ein VSN.

- **ÜBERPRÜFUNGSZEITPUNKT:** Ein transparenter Indikator für Knappheit kann ein hoher DA-Preis sein (ca. 300 EUR/MWh oder etwa 20 % höher als die kurzfristigen Grenzkosten des teuersten Kraftwerks. Wenn dieser Indikator eintritt, wird die vorgehaltene VSN-Menge mit der Last der BKV verglichen. Gleichzeitig wird geprüft, ob die VSN-Anbieter die Leistung bereitstellen, einspeisen oder ein Gebot an der Strombörse abgegeben haben. „Alle VSN-Anbieter sind verpflichtet, beim Erreichen des Knappheitspreises in entsprechendem Umfang Strom zu produzieren“ (BDEW, 2014, S. 13).

Die Preisgrenze, ab der eine Überprüfung und Einspeisepflicht definiert ist, entspricht der Rolle des Strike Preises bei der Reliability Option am belgischen Kapazitätsmarkt. Eine zentrale Stelle muss zudem überprüfen, ob alle Marktakteure ihre eingegangenen Verpflichtungen erfüllen.

BDEW (2014, S. 8) wägt die Aufgabenteilung zwischen den Marktakteuren und den staatlichen Vorgaben folgendermaßen ab: „Der BDEW setzt bewusst auf einen Markt, der regulatorische Eingriffe und planwirtschaftliche Elemente minimiert. Daher lehnt er eine zentrale staatliche oder staatlich kontrollierte Mengensteuerung ab. Die Mengensteuerung hat sich in anderen Strommärkten als sehr anspruchsvoll erwiesen und führte zu kostentreibenden Ineffizienzen wie dem Aufbau von Überkapazitäten und einer nicht auf die aktuelle Erzeugungssituation reagierenden starren Nachfrage. Eine zentrale Instanz ist bei der Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von Leistungsnachfrage und -angebot – also des Verhaltens der Marktteilnehmer – einer Koordinierung durch den Markt unterlegen. Dennoch werden durch die Festsetzung der Rahmenbedingungen (z. B. Höhe der Pönale) zentrale ordnungspolitische Parameter festgelegt, die für die Funktionsfähigkeit und Effizienz des Marktes von entscheidender Bedeutung sind.“

Im dezentralen Kapazitätsmarkt liegt die Verantwortung für Ersatzbeschaffung im Falle eines Kraftwerksausfalls beim Emittenten des VSN. Die Sicherheitsmarge für die Versorgungssicherheit wird daher von den VSN-Emittenten unter Berücksichtigung der Pönale angereizt: „Das heißt, dass Emittenten von VSN bei Systemknappheit eine hundertprozentige Verfügbarkeit garantieren müssen. Dazu ist es notwendig, für technische Ausfälle und Anlagenrevisionen eine Reserve vorzuhalten – entweder mit eigenen Anlagen oder über Verträge mit fremden Anlagen. Im Falle eines Anlagenportfolios ist nicht die Verfügbarkeit der einzelnen Anlage maßgebend, sondern die Verfügbarkeit des Gesamtportfolios des VSN-Emittenten“ (BDEW, 2014, S. 20). Die Absicherungsgeschäfte zwischen den VSN-Anbietern basieren im

Wesentlichen auf Optionsprodukten. Es kann allerdings kaum nachgewiesen werden, ob es sich bei der Zurückhaltung von Erzeugungsleistung um legitime Absicherungsmaßnahmen handelt, oder ob es ein Indiz für Marktmachtmissbrauch sein könnte, um die Preise für VSN zu steigern.

Nachfrager nach VSN müssen ihre Spitzenlast zum Zeitpunkt der Systemknappheit antizipieren und eine entsprechende Menge an VSN nachweisen. Die Höhe der Pönale bei Unterdeckung der VSN ist identisch zur Pönale der Anbieter bei Nichtlieferung. Für die angebots- und nachfrageseitigen Nachweise können die Informationen aus dem Bilanzkreisen der ÜNB genutzt werden.

Technologische Offenheit und Investitionsanreize

Für die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber spielt es keine Rolle, ob sie Bestands- oder Neuanlagen nutzen. Entscheidend ist die Einspeisung in Knappheitszeiten. In dieser Neutralität unterscheiden sich dezentrale Kapazitätsmärkte beispielsweise vom zentralen Ansatz des belgischen Kapazitätsmarktes, der verschiedenen Preisgrenzen für Bestands- und Retrofit- bzw. Neuanlagen nutzt.

Die Anreize für die Vorhaltung und - bei Bedarf - für den Zubau entfalten sich aufgrund der Ausgestaltung der Pönalen: „Eine Unterdeckung mit VSNs ist deutlich teurer als eine heutige Strombilanzkreisabweichung. Geht man von einem VSN-Preis von 30.000 €/MW aus und einem Vielfachen für die Strafzahlung in Höhe von Faktor 4, ergeben sich Kosten für eine Leistungsbilanzkreisabweichung von 120.000 €/MW pro Stunde. D. h., die Anreize, für die Versorgungssicherheit vorzusorgen, kommen früher und sind ca. um den Faktor 8 stärker als heute“ (BDEW, 2014, S. 26). Diese Anreize wirken sich ebenso auf die Flexibilisierung der Nachfrage aus. Denn flexible Verbraucher müssen abwägen, ob sie ein VSN nachweisen wollen, oder ob sie zum Überprüfungszeitpunkt ihre Nachfrage reduzieren bzw. verschieben wollen.

Bezüglich der Investitionsrisiken orientiert sich BDEW (2014, S. 30) an den üblichen marktwirtschaftlichen Anreizen: „Der Investor ist Marktrisiken ausgesetzt, wie in allen anderen Märkten auch. Er kann aber von einer Nachfrage nach seinem Produkt „gesicherte Leistung“ über die nächsten Jahrzehnte ausgehen. Das Risiko, dass Dritte das Produkt „gesicherte Leistung“ ggf. günstiger anbieten können (z. B. aufgrund technischen Fortschritts oder besserem Kostenmanagement) ist wesentliches Merkmal jedes wettbewerblich organisierten Marktes und führt zu kosteneffizienten Ergebnissen.“ Anhand des Umgangs mit der Anreizwirkung marktwirtschaftlicher Risiken wird deutlich,

dass der Ansatz des Dezentralen Leistungsmarktes einem Marktdesign entspricht. Im Gegensatz dazu entspricht die Abschirmung von Risiken über 15-Jahresverträge im belgischen zentralen Kapazitätsmarkt eher einem Fördersystem.

BDEW (2014, S. 8) erklärt die technologische Offenheit in Abgrenzung zu zentralen Kapazitätsmärkten folgendermaßen: „Durch die wenigen Vorgaben des DLM ist dieser sehr flexibel und offen für Innovationen. Daher ermöglicht der DLM eine schnellere und einfachere Integration von neuen Technologien als zentrale Kapazitätsmärkte, die typischerweise restriktivere Vorgaben enthalten (wie beispielsweise in Großbritannien geplant oder im PJM-Marktgebiet).“

Politökonomische Verlockung und Fallstrick dezentraler Kapazitätsmärkte

Aus politökonomischer Sicht und aus der Perspektive effizienter Preisanreize ist es vorteilhaft, dass Versorgungssicherheit nicht über den Bundeshaushalt, Fördertöpfe oder eine Umlage finanziert werden muss. Die Versorgungssicherheit wird ein Bestandteil des Preises. BDEW (2014, S. 27): „Die Kosten der VSN werden im Wettbewerb in die Endkundenprodukte eingepreist. Damit wird die Zahlungsbereitschaft der Endkunden für Versorgungssicherheit offengelegt und ein starker Anreiz gesetzt, das Flexibilitätspotenzial der Letztverbraucher zu heben.“

Wie die detaillierten Ausarbeitungen des BDEW (2014) darstellen, haben dezentrale Kapazitätsmärkte viel Potenzial dafür, die Versorgungssicherheit kostengünstig zu gewährleisten und dabei die für die Energiewende essenzielle Flexibilisierung anzureizen. Die Ausgestaltung der verschiedenen Elemente kann jedoch im Detail verschiedene Formen annehmen. Bei den Vorgaben stellen zentrale oder dezentrale Ansatzpunkte gelegentlich Graustufen auf einem Spektrum dar. Die politökonomischen Anreize wirken daher in die Richtung, im Laufe der Zeit immer mehr Elemente zentral vorzugeben.

Bereits in Connect (2014) haben wir darauf hingewiesen, dass weitere Ausgestaltungs-elemente von staatlicher Seite vorgegeben werden können, um die politisch wahrgenommene Effektivität des dezentralen Ansatzes zu steigern.

Dadurch könnten sich der dezentrale Ansatz zentralen Kapazitätsmärkten zunächst annähern und im Zeitverlauf vollständig auf einen zentralen Ansatz umgestellt werden.

DEZENTRALE KAPAZITÄTSMÄRKTE NEIGEN DAZU, SICH DURCH POLITISCHE NACHSTIERUNGEN ZENTRALEN KAPAZITÄTSMÄRKTEN IM ZEITVELAUF ANZUNÄHERN.

Naheliegender wären beispielsweise zunächst Präqualifikationskriterien und aufwändigere Präqualifikationsprozesse für die Anbieter von VSN einzuführen, wie es beispielsweise im französischen dezentralen Modell geschehen ist. Denn die Gewährleistung von Versorgungssicherheit kann stets als gute Begründung für weitere Eingriffe angeführt werden. Insbesondere, wenn die Marktergebnisse nicht den Wünschen einzelner Stakeholder entsprechen. Dadurch würde sich der Ansatz zunehmend einem zentralen Kapazitätsmarkt annähern. Die für die Präqualifikation notwendigen Informationen könnten zentrale Stellen wiederum nutzen, um Abschöpfungsinstrumente auszugestalten, sobald die Preise ansteigen.

Auf Seiten der Verbraucher könnten weitere Vorgaben für das Absicherungs- und Beschaffungsverhalten vorgeschrieben werden, um sicherzustellen, dass die Nachfrage ausreicht. Zudem könnten Präqualifikationskriterien für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen eingeführt werden, um sicherzugehen, dass der reduzierten Nachfrage nach VSN auch tatsächlich Flexibilitätspotenziale gegenüberstehen.

Diese Anpassungen würden jedoch den Aufwand bzw. die Transaktionskosten für alle Marktakteure steigern und damit kurzfristig die Kosten erhöhen und langfristig Innovationen verhindern. Dezentrale Kapazitätsmärkte stellen daher eine Slippery Slope hin zu zentralen Kapazitätsmärkten dar. So wurde der französische Kapazitätsmarkt zunächst dezentral ausgestaltet. Nach verschiedenen Nachjustierungen wurde schließlich eine Umstellung auf einen zentralen Kapazitätsmarkt beschlossen.

5.5 HYBRIDMODELL DEZENTRAL UND ZENTRAL

Die Diskussionen der dezentralen und zentralen Kapazitätsmechanismen haben gezeigt, dass sie spezifische Vor- und Nachteile haben. Aus diesem Grund hat die Monopolkommission in ihrem Sektorgutachten zum Strommarkt (Monopolkommission, 2023) einen Vorschlag für ein Kapazitätsmarktmodell ausgearbeitet, das die beiden Ansätze kombiniert. Die Hoffnung des Ansatzes liegt darin, dass die Kombination dezentraler und zentraler Ansätze dazu dient, die jeweiligen Vorteile zu nutzen und die jeweiligen Nachteile zu vermeiden.

Das Gutachten beschreibt, dass im zentralen Kapazitätsmarkt „aus politökonomischer Risikoaversion ein viel zu hoher Versorgungsumfang vorgegeben werden könnte.“ Und ergänzt: „Das grundsätzlich marktnähere dezentrale Kapazitätsmarktmodell kann dieses Problem zwar nicht

grundsätzlich lösen, es besitzt jedoch den erheblichen Vorteil, dass auch Nachfrager beteiligt werden und dadurch Anreize zu Einsparungen haben“ (Monopolkommission, 2023, S. 76).

Da der Ansatz einige Elemente von dezentralen und zentralen Kapazitätsmärkten beinhaltet, werden wir uns in der Diskussion auf die Besonderheiten konzentrieren und die bereits diskutierten Eigenschaften nicht im Detail wiederholen.

- **UMFANG/MENGE:** Bei dem Vorschlag der Monopolkommission handelt es sich um einen umfassenden Mechanismus, der alle Kapazitäten einschließen soll, um die Spitzenlast abzusichern. Der Ansatz nutzt zuerst die dezentrale Beschaffung und bei einer Unterdeckung hat eine zentrale Stelle die Möglichkeit, zusätzliche Mengen über einen zentralen Mechanismus zu beschaffen.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Die Kombination von dezentralen und zentralen Elementen soll dazu dienen, eine möglichst breite technologische Beteiligung zu ermöglichen. Im dezentralen Element sollen auch flexible Verbraucher berücksichtigt werden, die ihr gewünschtes Niveau an Versorgungssicherheit absichern können und für ihren flexiblen Anteil keine Zertifikate nachweisen müssen. Das zentrale Element soll bei Bedarf dazu genutzt werden, sowohl Bestandskraftwerke am Netz zu halten und wenn notwendig, Neuinvestitionen anzureizen.
- **BESCHAFFUNG:** Anbieter von gesicherter Leistung aus Bestands- und Neuanlagen können sich am dezentralen Kapazitätsmarkt bis vier Jahre vor der Erfüllungsperiode präqualifizieren und Leistungszertifikate anbieten. Der Regulierer hat danach die Möglichkeit am zentralen Kapazitätsmarkt zusätzliche Kapazitäten auszuschreiben, wenn er eine Unterdeckung befürchtet.
- **VERGÜTUNG:** Am dezentralen Kapazitätsmarkt stellt sich auf Basis von Angebot und Nachfrage ein Preis ein, der gleichzeitig die erwartete zusätzliche Beschaffung im zentralen Kapazitätsmarkt antizipiert. Denn Anbieter von gesicherter Leistung werden am dezentralen Kapazitätsmarkt keinen Preis akzeptieren, der unter dem erwarteten Preis am zentralen Kapazitätsmarkt liegt.

Gegenüber dem zentralen Kapazitätsmarkt legt die Monopolkommission (2023, S. 78) einen großen Wert auf die Nutzung des dezentral verteilten Wissens und der Präferenzen der Nachfrager: „Für die Bestimmung ihres tatsächlichen Bedarfs in Knappheitssituationen eignet sich der wettbewerblich organisierte Ansatz des dezentralen Kapazitätsmechanismus. Sie verfügen selbst über die

besten Informationen darüber, inwieweit sie fähig sind, flexibel auf Knappheitssituationen z. B. durch eine Nachfragereduktion zu reagieren.“

Marktgestaltung und Bemessung der Kapazitätsnachfrage

Hinsichtlich der Nachfrage nach gesicherter Leistung geht die Monopolkommission davon aus, dass die Verbraucher zwar in der Lage sind, den Erwartungswert ihres Bedarfs abzuschätzen, jedoch dazu neigen, die Wahrscheinlichkeit von Ausnahmesituationen (z.B. extreme Kälte) zu unterschätzen. Sie würden daher die im Durchschnitt richtige Menge gesicherter Leistung nachfragen, aber nicht die in Extremsituationen benötigte Menge: „Der Median entspricht genau der Kapazitätsmenge, die mit gleicher Wahrscheinlichkeit ausreichend oder nicht ausreichend ist, um die Nachfrage vollständig zu decken. Der dezentrale Ansatz eignet sich somit, um aus dem Markt heraus gleichsam den Basisbedarf an flexibler Kapazität zu bestimmen“ (Monopolkommission, 2023, S. 78).

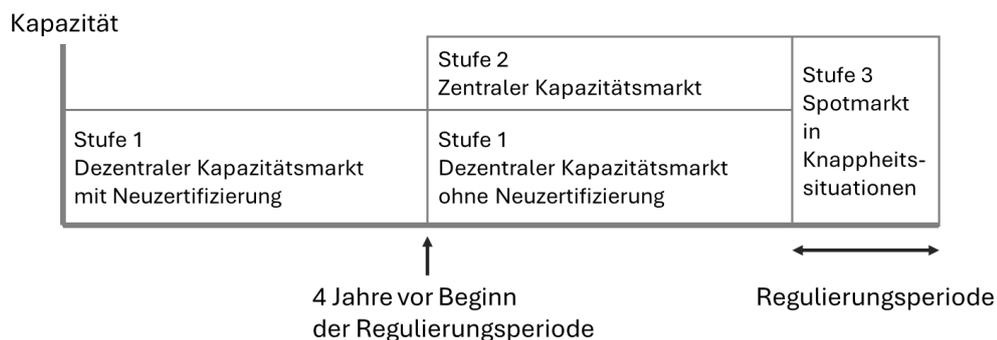
Die Kenntnis über den Basisbedarf soll es jedoch dem Regulierer ermöglichen, den tatsächlichen Bedarf besser abzuschätzen (Monopolkommission, 2023, S. 78): „Ist der Basisbedarf bzw. Medianbedarf bekannt, bietet diese Information ein wertvolles Indiz für die ungefähre Höhe der optimalen Gesamtkapazitätsmenge.“ [...] „Ist zumindest der Basisbedarf bekannt, betreffen die möglicherweise erheblichen Schätzfehler [des Regulierers] nur noch den zusätzlichen Bedarf. Dessen Umfang ist vergleichsweise klein und daher fällt der Schätzfehler entsprechend geringer aus. Der zusätzliche Bedarf sollte durch den Regulierer beschafft werden. Hierfür eignen sich der etablierte Ansatz des zentralen Kapazitätsmarktes.“

Der hybride Ansatz weist drei Stufen auf:

- Einen dezentralen Kapazitätsmarkt, in dem Kapazitäten bis zu vier Jahre vor der Erfüllungsperiode präqualifiziert werden können.
- Einen zentralen Kapazitätsmarkt, über den der Regulierer, die in seiner Wahrnehmung zusätzlich benötigten Kapazitäten beschaffen kann.
- Die Erfüllungsperiode, in der der Stromarbeitsmarkt die beschafften Kapazitäten nutzt und ihren Bedarf eruieren kann.

Abbildung 24 stellt den Zusammenhang der drei Stufen des hybriden Ansatzes grafisch dar.

Abbildung 24: Zeitablauf des hybriden Kapazitätsmarktmodells



Quelle: Eigene Darstellung nach Monopolkommission (2023).

Die Zertifizierung vier Jahre vor der Erfüllungsperiode zu beenden, ist ein Beispiel für die möglicherweise notwendigen Kompromisse bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Eine zentrale Auktion vier Jahre vor der Erfüllungsperiode (Y-4) kann nicht die letzte Möglichkeit für Neuanlagen sein, den Markt zu betreten. Einige Technologien haben deutlich kürzere Bauzeiten. Ihnen den Marktzutritt oder die Teilnahme am umfassenden Kapazitätsmarkt zu verwehren, hätte eine stark verzerrende Wirkung. Es ist daher davon auszugehen, dass eine weitere Marktsegmentierung in Form von beispielsweise Y-2 und Y-1 Auktionen (wie im belgischen Kapazitätsmarkt) notwendig wären, um Markteintrittsbarrieren zu verhindern.

Marktdifferenzierung und Umgang mit Marktmacht

Der Vorschlag differenziert bei der Vergütung im Gegensatz zum belgischen Kapazitätsmarkt nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen. So argumentiert die Monopolkommission (2023, S. 91): „Die gemeinsame Behandlung von Alt- und Neuanlagen hilft somit zu bestimmen, ob eine Neuerrichtung volkswirtschaftlich sinnvoll ist.“ Somit setzt der Vorschlag marktwirtschaftliche Anreize stärker in den Vordergrund, als es die stark regulierten Praxisbeispiele tun. Es ist jedoch fraglich, ob diese Grundsätze einer politischen Diskussion im Zuge einer konkreten Implementierung und der dazugehörigen Kostenverteilung standhalten können.

Ein Trade-Off zeichnet sich hingegen beim Umgang mit Marktmacht ab. Maßnahmen zur Marktmachteinschränkung sind nicht ökonomisch optimal, aber unter Umständen notwendig, um ein wettbewerbliches Marktgeschehen zu ermöglichen. So erklärt die Monopolkommission (2023, S. 92): „Im hier vorgeschlagenen mehrstufigen Kapazitätsmechanismus hieße das, dass Altanlagenbetreiber verpflichtet werden könnten, ihre Anlagen entweder in

Stufe 1 zertifizieren zu lassen oder in Stufe 2 bei der Auktion des Staates anzubieten oder stillzulegen. Entscheiden sie sich für ein Angebot in Stufe 2 könnten ferner Null-Gebote vorgeschrieben werden.“

Null-Gebote bedeuten jedoch nicht, dass Bestandsanlagen marktmächtiger Unternehmen nicht vergütet werden, sondern, dass sie lediglich keine preissetzenden Gebote abgeben dürften. Sie würden jedoch den Kapazitätspreis erhalten, den alle anderen Marktteilnehmer auch erhalten.

Preisabsicherung und Erlösabschöpfung

Bei der Frage, ob die Leistungszertifikate mit der Charakteristik einer Reliability Option⁵⁸ zum Zweck einer Preisabsicherung und Erlösabschöpfung ausgestattet sein sollten, ist die Monopolkommission (2023, S. 93) offener als die anderen Ansätze: „Insgesamt erscheint es der Monopolkommission nicht zwingend, dass Reliability-Optionen im Kapazitätsmarkt vorgegeben werden. Es ist unklar, ob Vor- oder Nachteile überwiegen. Als Teil des Vertragswettbewerbs, könnte es den Marktteilnehmern überlassen sein, ob sie eine Reliability-Option vereinbaren wollen oder nicht. Die Notwendigkeit einer strikten regulativen Verknüpfung hält die Monopolkommission derzeit für nicht gegeben.“

Die Freiwilligkeit von Reliability Optionen für die Marktteilnehmer ist eine gute Möglichkeit, um individuelle Präferenzen berücksichtigen zu können. Allerdings ist davon auszugehen, dass es einer Form von Erlösabschöpfung bedarf, damit Kapazitätsmärkte von der EU-Kommission genehmigungsfähig sind. Insofern ist davon auszugehen, dass die Freiwilligkeit im Zuge der konkreten Ausgestaltung einer Verpflichtung weicht, um einer Überförderung entgegenzuwirken und genehmigungsfähig zu werden.

Politökonomische Slippery Slope

Der dezentrale und der zentrale Kapazitätsmarkt im Vorschlag der Monopolkommission sollen gemeinsam ausreichend Kapazität anreizen. Damit das zentrale Element eine größere Anreizwirkung bekommt, ist es jedoch wahrscheinlich, dass Elemente integriert werden, die einen stärkeren Anreiz entfalten. Beispielsweise könnten längere Vergütungsperioden ermöglicht werden. Das würde einem typischen Fehlanreiz entsprechen, der dazu führt,

⁵⁸ Siehe Erklärung in Abschnitt 5.3.

dass im dezentralen Kapazitätsmarkt eine Investitionszurückhaltung belohnt wird, indem attraktivere Bedingungen im zentralen Kapazitätsmarkt warten.

Unabhängig von den konkreten Elementen, die den zentralen Kapazitätsmarkt attraktiver machen, führt es jedoch dazu, dass die Anreizwirkung im dezentralen Element im Vergleich abgeschwächt wird. Daraus folgt womöglich, dass das dezentrale Element nur noch für einige Flexibilitätsoptionen und innovative Technologien genutzt wird. Deren Neuzertifizierung soll jedoch vier Jahre vor der Erfüllungsperiode abgeschlossen sein. Das würde wiederum der Natur von Flexibilitätsoptionen und Innovationen widersprechen, die üblicherweise schneller zugebaut werden können und eine hohe Lernkurve aufweisen. Eine weitere Segmentierung in Y-2 und Y-1 Auktionen erscheint daher wahrscheinlich.

Wir haben in der Diskussion des dezentralen Leistungsmarktes (BDEW, 2014) bereits festgestellt, dass im Laufe der Zeit Nachjustierungen hin zu einem zentralen Kapazitätsmarkt wahrscheinlich sind, bis eine finale Umstellung erfolgt (wie aktuell in Frankreich). Der Vorschlag der Monopolkommission geht bereits erste Schritte in diese Richtung. Insofern ist es naheliegend, dass sich auch dieser Ansatz zunehmend in Richtung eines zentralen Kapazitätsmarktes entwickelt, der durch Preisdifferenzierungen, (sowieso verpflichtende) Abschöpfinstrumente und Marktsegmentierungen eine Regulierungstiefe aufweist, die von der Monopolkommission in ihren konzeptionellen Überlegungen versucht wird zu verhindern.

5.6 WEITERENTWICKLUNG DER TERMINMÄRKTE

Im Zuge der PKNS hat Consentec (2023) einen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Langfristmärkte ausgearbeitet.⁵⁹ Derzeit wird der Vorschlag u. a. unter dem Namen „Strommarkt-Plus“ diskutiert. Wir nennen den Ansatz im Rahmen dieser Studie „Absicherungsmodell“, da der Ausgangspunkt der Überlegungen die anstehende Einführung einer Hedgingpflicht ist, die im Zuge der Energiemarktreform in die Strombinnenmarkttrichtlinie aufgenommen wurden.⁶⁰

⁵⁹ Consentec (2023) hat in der PKNS auch eine Option mit Mindestpreisen vorgestellt. Auch wenn es theoretisch denkbar ist, „Missing Money“ bzw. „Missing Markets“ mit Förderzahlungen zu begegnen, ist die Festlegung dieser Zahlungen mit großen Unsicherheiten verbunden und lässt sich nur schwer fundamental begründen. Dadurch ist das Ausmaß an politischer Einflussnahme und möglichen Fehlparametrisierungen recht groß. Wir konzentrieren uns im weiteren Verlauf der Studie auf die Behebung von Marktunvollkommenheiten, um vollständige Märkte und Preisanreize auszugestalten.

⁶⁰ “[...] dass Versorger über angemessene Absicherungsstrategien verfügen und diese umsetzen, um das Risiko von Änderungen des Stromangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten,” (Art. 18a Strombinnenmarkttrichtlinie).

Diese Vorgabe erfordert eine konkrete Ausgestaltung im Zuge der nationalen Gesetzgebung. Idealerweise kann eine Stärkung des Verbraucherschutzes mit einer kostengünstigen Stärkung der Versorgungssicherheit kombiniert werden.

Eine wesentliche Eigenschaft des Absicherungsmodells liegt in ihrer Fähigkeit, technologieoffen Flexibilitätsoptionen anzureizen, wodurch es sich auch besser für EE-basierte Stromsysteme eignet. Die Perspektive, dass zentrale Kapazitätsmärkte sich primär für thermisch-dominierte Stromsysteme eignen und mit signifikanten Nachteilen einhergehen, wohingegen weiterentwickelte Langfristmärkte eine nachhaltigere Anreizstruktur haben, wird auch in den USA intensiv diskutiert (siehe bspw. Cramton et al., 2024 und Wolak, 2021).

- **UMFANG/MENGE:** Die Weiterentwicklung der Terminmärkte adressiert den gesamten Markt. Sie ist daher ein umfassender Ansatz, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- **TECHNOLOGISCHE AUSWAHL:** Die Absicherung über Terminmärkte kommt ohne technologische Einschränkungen aus. Dadurch besteht die Möglichkeit, eine Vielzahl verschiedener Technologien in Portfolien und virtuellen Kraftwerken zu nutzen.
- **BESCHAFFUNG:** Bestehende und ergänzende Terminmarktprodukte werden von Versorgern und Verbrauchern unter Berücksichtigung ihrer Präferenzen (u. a. Zahlungsbereitschaft und Flexibilität) direkt an einer Börse oder bilateral gekauft.
- **VERGÜTUNG:** Der Preis für die Absicherungsprodukte bildet sich am Markt durch Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung aller verfügbaren Technologien – wie bisher an den Terminmärkten auch. Verbraucher können sich durch eine frühzeitige Beschaffung kostengünstig absichern. Erzeuger erhalten durch die Langfristverträge, je nach genutztem Produkt, eine langfristige Vergütung ihrer Kapazität und ihrer Energieerzeugung.
- **FINANZIERUNG:** Die Absicherung wird Bestandteil der normalen Endkundenstrompreise, wodurch sie den Bundeshaushalt nicht belastet, keine Förderung notwendig ist und keine Umlage erforderlich wird.

Die Weiterentwicklung der Terminmärkte stellt von allen bisher diskutierten Ansätzen, den technologisch offensten und innovationsfreundlichsten Ansatz dar. Anstatt neue Elemente in das Marktgeschehen zu integrieren, die durch ihre Nachjustierungsnotwendigkeiten zusätzliche regulatorische Ungewissheiten generieren, stellt dieser Ansatz eine Weiterentwicklung bewährter Marktmechanismen dar, um den Markt zu vervollständigen. Dadurch stärkt er die Kontinuität und Planungssicherheit. Der Mechanismus setzt an der Stellschraube an, bei der im Zuge der Energiekrise eine konkrete Anreizlücke

identifiziert wurde, wodurch eine regulatorische Überreaktion vermieden werden kann.

Erkenntnisse aus der Energiekrise

Hintergrund der europaweiten Diskussion um die Einführung der Hedgingpflicht war die Beobachtung, dass einige Unternehmen, die den Strom für die Belieferung der Endkunden primär oder ausschließlich am Spotmarkt beschafft haben, im Zuge der Energiekrise Insolvenz anmelden mussten. Die Kunden mussten anschließend von der Grundversorgung aufgefangen werden, die dadurch teure Strommengen kurzfristig beschaffen mussten. Die Energiekrise offenbarte dadurch, dass durch die risikoaffine Beschaffungsstrategie einiger Versorgungsunternehmen (häufig sogenannte Discounter) volkswirtschaftliche Externalitäten entstehen, die wohlfahrtsmindernd wirken.

Die Beschaffungsstrategie der Unternehmen war aus betriebswirtschaftlicher Sicht jedoch nicht vollkommen irrational, da Strommärkte mit wachsenden EE-Anteilen, unter ansonsten gleichen Bedingungen, zu niedrigeren Großhandelspreisen tendieren. Dieser Fehlanreiz offenbart ein klassisches Free-Rider-Problem, in dem die Nutznießer von einer Ressource profitieren, ohne für sie zu bezahlen. Die Konsequenzen davon offenbaren sich jedoch in einer Energiekrise, wenn sich Risiken materialisieren, auf die sich diese Unternehmen nicht angemessen vorbereitet haben.

Unternehmen, die den Strom im Einklang mit einer seriösen Risikomanagementstrategie beschafft haben, hatten jedoch vor der Energiekrise im Preiswettbewerb Nachteile. Verbrauchsportale weisen vor allem die Preise pro kWh aus. Welche Beschaffungs- und Risikoabsicherungsstrategien sich hinter den Angeboten verbergen ist für Kunden kaum ersichtlich. Im Gegenteil: Zur Belebung des Wettbewerbs wird regelmäßig empfohlen, zu günstigeren Anbietern zu wechseln. Anbieter, die ohne Absicherung ins Risiko gegangen sind, hatten also Wettbewerbsvorteile gegenüber Anbietern, die ein angemessenes Risikomanagement verfolgten.

VERSORGER, DIE EIN SERIÖSES RISIKOMANAGEMENT NUTZEN, HABEN EINEN WETTBEWERBSNACHTEIL GEGENÜBER DISCOUNTERN, DIE IHRE LIEFERVERPFLICHTUNGEN NICHT ABSICHERN UND DADURCH EXTERNE GESELLSCHAFTLICHE KOSTEN PRODUZIEREN.

Die Vereinbarung von Verbraucherschutz und Anreizen für Anbieter gesicherter Leistung

Aus spieltheoretischer Sicht wirkt der o. g. Anreiz des Free Ridings wie ein typisches Gefangenendilemma (siehe Infobox in Abschnitt 2.3.1). Durch den preislichen Wettbewerbsnachteil gegenüber Discountern werden auch seriöse Anbieter angereizt, durch eine höhere Risikoexposition günstigere Preise zu ermöglichen. Das sich einstellende Nash-Gleichgewicht führt aus gesellschaftlicher Sicht zu suboptimalen Ergebnissen, bzw. externen Kosten: Verbraucher sind einem höheren Risiko ausgesetzt und Erzeuger erhalten für die Absicherungswirkung ihrer Kapazitäten eine niedrigere Vergütung, als wenn die externen Risikokosten vollständig internalisiert wären. In der Folge dieser Marktunvollkommenheit sind die Preissignale an den Terminmärkten unvollständig, wodurch zu wenig Kapazität angereizt wird

An dieser Stelle setzt die Absicherungspflicht an, um den Free-Riding-Anreiz zu unterbinden. Unternehmen sollen zukünftig ihre Lieferverpflichtungen gegenüber ihren Stromkunden am Terminmarkt absichern. Dadurch steigt die Nachfrage nach langfristigen Absicherungsgeschäften. Diese höhere Nachfrage führt wiederum zu stärkeren Preissignalen an den Terminmärkten. Dabei handelt es sich jedoch nicht um künstlich erhöhte oder subventionierte Preise, sondern um vollständigere Preise, da sie die externen Risikokosten internalisieren, die sich im Krisenfall realisieren. Die Hedgingpflicht führt somit zu vollkommeneren Märkten, die über vollständigere Preissignale die richtigen bzw. wohlfahrtssteigernden Anreizsignale für mehr Kapazität sendet. Die Korrektur des Free-Rider-Problems durch die Absicherungspflicht ist ein ökonomisch legitimes und sinnvolles Mittel, um Marktunvollkommenheiten zu beheben.

Durch die Umsetzung der Hedgingpflicht wird es zukünftig für Versorgungsunternehmen nicht mehr möglich sein, ohne Absicherung ins Risiko zu gehen. Dadurch sind alle Marktteilnehmer im Krisenfall besser abgesichert. Durch die Behebung der Marktunvollkommenheit lässt sich vermeiden, dass der Handel mit Energie an Terminmärkten und Kapazität an Kapazitätsmärkten künstlich getrennt wird. Diese Trennung würde zwangsläufig weitere Externalitäten und Fehlanreize zur Folge haben. Die Einführung der

DIE ABSICHERUNGSPFLICHT KORRIGIERT DIE IDENTIFIZIERTE MARKTUNVOLLKOMMENHEIT DES FREE RIDINGS, INDEM SIE DIE EXTERNEN RISIKOKOSTEN INTERNALISIERT UND DADURCH ZU EINEM NACHHALTIGEN PREISNIVEAU AUF DEN TERMINMÄRKTEN FÜHRT. DAVON PROFITIEREN DIEJENIGEN VERSORGER, DIE BISHER EIN SERIÖSES RISIKOMANAGEMENT GENUTZT HABEN, UND ERZEUGER, DIE EINE SICHERE VERSORGUNG ANBIETEN KÖNNEN.

Absicherungspflicht ist daher eine vergleichsweise einfache Stellschraube, um den Markt zu vervollständigen und langfristige Verwerfungen zu vermeiden.

Gleichzeitig korrigiert der vollkommeneren Markt auch den Fehlanreiz durch Free Riding in höheres Risiko gehen zu müssen, um wettbewerbsfähig zu sein. Durch den vollkommeneren Markt wirkt seriöses Risikomanagement nicht mehr als kurzfristiger Wettbewerbsnachteil. Es profitieren daher vor allem diejenigen Marktakteure von der neuen Regelung, die bisher Kompetenzen in der Terminbeschaffung aufgebaut und in Form eines seriösen Risikomanagements genutzt haben.

Wirkungsweise der Terminmarkt-Weiterentwicklung

Im Kern geht es bei der Diskussion um die Weiterentwicklung des Strommarktes um Versorgungssicherheit.⁶¹ Die bisher diskutierten Kapazitätsmechanismen haben eine indirekte Wirkung auf die Versorgungssicherheit. Sie fördern direkt oder indirekt einzelne (Umwandlungs-)Technologien oder technologische Eigenschaften, um im Bedarfsfall verfügbar zu sein. Dabei werden jedoch marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen ausgehebelt.

Cramton et al. (2024) und Wolak (2021) weisen auf Fehlanreize und Marktmachtprobleme der US-amerikanischen Kapazitätsmärkte hin. Sie schlagen daher vor, die Terminmärkte zu stärken und dadurch Kapazitätsmärkte zu ersetzen. In Deutschland und Europa besteht die Möglichkeit, aus diesen Erfahrungen zu lernen und die kostenintensiven Fehler der US-Märkte zu vermeiden. Anstatt zu versuchen, die Versorgungssicherheit regulatorisch über Kapazitätsmärkte anzureizen, können die vorhandenen und sehr liquiden Terminmärkte gestärkt werden. Der Ansatz weist zudem die höchste EU-Kompatibilität auf, da der grenzüberschreitende Stromhandel die Nutzung des Binnenmarktes zur Erfüllung der Absicherungspflicht ermöglicht.

Die Weiterentwicklung der Terminmärkte adressiert die Versorgungssicherheit direkt, indem ein Energie-Terminprodukt (z. B. ein Future oder Forward) mit zeitlichem Vorlauf genau wie bisher abgeschlossen wird. Der größte Teil der Absicherung wird auch zukünftig vor allem über Futures und Forwards erfolgen. Die Umsetzung der Hedgingpflicht soll es Versorgern jedoch ermöglichen, ihre

⁶¹ Gelegentlich wird fälschlicherweise darüber diskutiert, dass es um steuerbare Kapazitäten geht, oder darum, neue Kraftwerke zu bauen oder um stabile Zahlungsströme für einige Akteure. In diesen Annahmen wird die Allokationsfunktion der Märkte vorweggenommen. Diese Lösungen können Ergebnisse aus den richtig gesetzten Rahmenbedingungen sein, die zieladäquate Anreize entfalten. Die zuvor genannten Teilaspekte werden somit über das richtige Anreizsystem Bestandteile der Lösung. Sie sind aber für sich genommen nicht die Lösung. Welche Aspekte welche Rolle spielen, wird kostengünstig über die Allokationsfunktion marktwirtschaftlicher Anreizsysteme bestimmt.

Lieferverträge möglichst kostengünstig abzusichern, um Kunden mit günstigem Strom beliefern zu können.

Für die kostengünstige Absicherung der Versorgungssicherheit kann es hilfreich sein, die Möglichkeiten von Termingeschäften zu erweitern, indem auch (leistungsbasierte) Optionsprodukte genutzt werden können. Sie entsprechen im Wesentlichen den Reliability Options, die wir bereits bei einigen der anderen Kapazitätsmechanismen diskutiert haben.⁶² Wenn nur die bisherigen Energie-Terminmarktprodukte genutzt würden, dann wäre die Absicherung unnötig teuer. Es gibt jedoch keine Pflicht, Optionsprodukte zu nutzen. Die Ergänzung um Optionsprodukte erleichtert es Versorgern lediglich, die Kosten niedrig zu halten.

DIE ENERGIEBRANCHE HAT BEREITS ERFAHRUNGEN MIT OPTIONSPRODUKTEN GESAMMELT. SOWOHL ALS ABSICHERUNG GEGEN KRAFTWERKSAUSFÄLLE, ALS KRAFTWERKSSCHEIBEN ODER ALS CAP-FUTURES. JE NACH MARKTUMFELD KÖNNEN SIE DIE KOSTEN DER ABSICHERUNG REDUZIEREN.

Die Nutzung von Optionsprodukten ist jedoch nicht neu. Seit jeher werden Absicherungsgeschäfte zwischen Unternehmen mit Optionsprodukten getätigt, beispielsweise um Kraftwerksausfälle abzusichern. In den 2000er und 2010er Jahren wurden vermehrt Realoptionen über finanzielle Beteiligungen an Kraftwerken mit sogenannten Kraftwerksscheiben organisiert.

In Connect (2014) haben wir bereits darauf hingewiesen, dass bei einer zunehmenden Preisvolatilität die Nachfrage nach Optionsprodukten ansteigen wird, um sich gegen Preisspitzen abzusichern. Im Jahr 2015 hat die EEX vorübergehend ähnliche Produkte für den Intradaymarkt eingeführt.⁶³ In dieser Phase gab es jedoch Überkapazitäten am Markt, so dass die Preisvolatilität relativ gering und eine Absicherung mit Optionsprodukten nicht notwendig war. Denn das Risiko, hohen Preisen ausgesetzt zu sein, ist die primäre Motivation für Absicherungsgeschäfte mit Optionsprodukten.

⁶² Im Detail unterscheiden sich die Ansätze dadurch, ob physische Assets unterlegt sein müssen. Das hat Vor- und Nachteile. Der administrative Aufwand und damit die Transaktionskosten steigen, wenn beispielsweise Präqualifikationen für den Nachweis physischer Assets notwendig sind. Finanzielle Produkte haben den Vorteil, dass eine höhere Liquidität möglich ist, wodurch das Preissignal belastbarer wird.

⁶³ Die Cap-Futures der EEX wurden als Absicherung gegen Preisspitzen am Intradaymarkt eingeführt (Rinck, 2015). Daher stellten sie eher Absicherungen gegen Prognoseabweichungen zwischen dem Day-Ahead und dem Intradaymarkt dar und keine klassischen Optionsprodukte zur langfristigen Absicherung.

INFOBOX: WIRKUNGSWEISE VON OPTIONEN

Eine Option stellt im Wesentlichen eine Absicherung gegen hohe Preise dar. Der Käufer einer Auktion möchte beispielsweise verhindern, dass er in einer Knappheitssituation mehr als 500 EUR/MWh für den Strom bezahlen muss. Er zahlt lieber regelmäßig eine kleine Versicherungsprämie, als den Strom im Bedarfsfall teuer zu beschaffen.

Um sich gegen Preisspitzen abzusichern, kauft er eine Option (sogenannte Call-Option), beispielsweise von einem Erzeuger. Der Verkäufer der Option verpflichtet sich, den Käufer zu entschädigen, wenn der Preis in einem vorher definierten Zeitraum über 500 EUR/MWh ansteigen sollte. Für diese Absicherung erhält der Erzeuger im Gegenzug eine Prämie.

Sollte der Preis in dem vereinbarten Zeitraum nicht über 500 EUR/MWh steigen, muss der Verkäufer der Option den Käufer nicht entschädigen, darf aber die Versicherungsprämie behalten. Genau wie beispielsweise bei einer typischen Hausratsversicherung. Wenn im Haushalt nichts passiert, darf die Versicherung die Versicherungsprämie behalten, obwohl sie keine Kosten hat.

Beide Vertragsparteien profitieren von dem Absicherungsgeschäft, weil sie beispielsweise unterschiedliche (Risiko-)Präferenzen oder unterschiedliche Zukunftserwartungen haben. Der Käufer möchte sich nicht dem Risiko einer Preisspitze aussetzen und zahlt lieber einen festen Betrag zur Absicherung. Der Verkäufer hält womöglich das Risiko einer Preisspitze für geringer oder er hat ein geringeres Risiko, weil er eine Realloption in Form eines Spitzenlastkraftwerks besitzt. Für die Übernahme des Risikos erhält der Verkäufer im Gegenzug eine feste Vergütung, wodurch er beispielsweise das Kraftwerk finanzieren kann.

Je höher die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen ist, desto höher ist das Bedürfnis von Versorgern, sich abzusichern. Das höhere Bedürfnis drückt sich in einer höheren Zahlungsbereitschaft aus. Da durch die höhere Wahrscheinlichkeit auch die Opportunitätskosten des Verkäufers steigen (denn er könnte beispielsweise mit seinem Kraftwerk von den Preisspitzen profitieren), steigt der Preis für die Option. Der Verkäufer tauscht somit die Opportunität unsicherer Einnahmen aufgrund von Preisspitzen gegen eine feste Optionsprämie ein.

Durch die Hedgingpflicht werden Versorger angehalten, einen größeren Teil ihrer Lieferverpflichtungen abzusichern. Beispielsweise könnte es bisher ausreichend gewesen sein, einen Teil der Lieferungen mit Futures und Forwards abzusichern. Wenn die tatsächliche Nachfrage, beispielsweise aufgrund einer

Kältefront, höher ausfällt, konnte diese zusätzliche Nachfrage einfach kurzfristig am Spotmarkt beschafft werden. In einer Situation mit großen Überkapazitäten ist das finanzielle Risiko gering, da die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen gering ist.

Wenn Überkapazitäten abgebaut werden, steigt jedoch die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen.⁶⁴ Der Versorger hat dadurch ein höheres Risiko, wenn er kurzfristig zusätzliche Strommengen beschaffen muss. Ob es günstiger ist, ein Energieprodukt oder eine Option vorzuhalten, hängt von der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Nachfragestruktur ab. Da der Versorger im Voraus nicht sicher sein kann, ob er zu einem bestimmten Zeitpunkt eine höhere Nachfrage decken muss und ob zu diesem Zeitpunkt höhere Preise gelten, kann es kostengünstiger sein, sich mit einer Option gegen diese Situation abzusichern, als einen Future oder Forward zu kaufen. Daher steigt tendenziell die Nachfrage nach Optionsprodukten, wenn die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen steigt.

Die Absicherungspflicht führt nun dazu, dass Versorger die möglichen Nachfragespitzen ihrer Kunden absichern müssen. Da die Wahrscheinlichkeit für Nachfragespitzen zu jedem Zeitpunkt jedoch nicht sehr hoch ist, wäre es unnötig kostenintensiv für alle Zeiträume zusätzliche Futures und Forwards zu kaufen. Stattdessen kann es kostengünstiger sein, sich gegen diese weniger wahrscheinlichen Situationen mit Optionsprodukten abzusichern.

Diese zusätzliche Nachfrage nach Futures, Forwards und Optionen wird dazu führen, dass sich diese Nachfrage in den Preisen für diese Produkte im Vergleich zu einer Situation ohne Absicherungspflicht widerspiegelt, sofern keine signifikanten Überkapazitäten bestehen. Denn das bisherige Free Riding führt zu einer niedrigeren Nachfrage nach Absicherungsprodukten, wodurch die Preissignale an den Terminmärkten unvollständig sind. Bisher basierte die Nachfrage am Terminmarkt vor allem auf den individuellen Risikopräferenzen. Die zukünftig korrigierte Nachfrage durch die Absicherungspflicht führt daher zu vervollständigten Preisen durch die Internalisierung der Risikoexternalitäten. Die vervollständigten Preise signalisieren wiederum, dass sich Investitionen in ein angemessenes Niveau an gesicherter Leistung lohnen. Wenn die Preise in Verbindung mit der Absicherungspflicht keine Knappheitssignale zeigen, dann ist das ein Hinweis darauf, dass es ausreichend steuerbare Kapazität gibt.

Der Verkäufer einer Option möchte das Risiko, dass er im Fall einer Preisspitze den Preisunterschied bezahlen muss, ebenfalls verringern. Das kann er beispielsweise erreichen, indem er eine Spitzenlasttechnologie als Realoption

⁶⁴ Trotz höherer Preise ist die Reduktion von Überkapazitäten aus Sicht der Gesamtsystemkosten in gewissem Umfang sinnvoll, da die höchsten Laststunden effizienter über Flexibilitätsoptionen adressiert werden können.

bereithält. Das kann neben Spitzenlastkraftwerken auch andere Flexibilitätsoptionen beinhalten, die im Bedarfsfall Strom erzeugen oder die Nachfrage reduzieren können. Der Ansatz hat daher keinerlei Markteintrittsbarrieren, wodurch er ebenfalls zur Reduktion von Marktmacht beitragen kann. Zudem haben Verkäufer von Optionen grundsätzlich den Anreiz, dass jederzeit ausreichend Erzeugungskapazität verfügbar ist, um die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen und damit einer „Auszahlung der Versicherung“ zu senken.

Zusätzliche Lösungsräume für marktbasierter EE-Anbieter

Unabhängig von der Absicherungspflicht können auch EE-Anbieter ein Interesse an Optionsprodukten haben. Eine einfache einseitige Marktprämie stellt eine Art Option dar: Wenn der Preis unter X EUR/MWh fällt, dann wird der Unterschied durch die einseitige Marktprämie ausgeglichen. Die Förderung sichert somit jedoch nicht gegen steigende Preise, sondern gegen fallende Preise ab.

EE-Anbieter ohne Förderung können jedoch auch als Nachfrager von Optionsprodukten zur Absicherung gegen Preisspitzen am Markt auftreten. Denn sie haben die Herausforderung, dass an den Kurzfristmärkten die Preise bei hoher EE-Einspeisung relativ niedrig sind. Wenn sie ihre Stromproduktion jedoch anteilig am Terminmarkt verkaufen, um höhere Preise zu realisieren, haben sie das Risiko, dass sie bei niedriger Produktion zum Lieferzeitpunkt teuren Strom am Spotmarkt hinzukaufen müssten. Wenn sie ihre Terminvermarktung mit einem Optionsprodukt absichern, reduzieren sie das Risiko, bei niedriger EE-Produktion, Preisspitzen ausgeliefert zu sein.

Anbieter von Optionsprodukten können auf der anderen Seite eine große Bandbreite an Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen als Realloptionen nutzen, um ihr Risiko abzusichern. Die Beanreizung dieser Flexibilitätsoptionen dient wiederum der Integration Erneuerbarer Energien in Zeiten einer hohen EE-Einspeisung. Beispielsweise können Biogasanlagen oder Speicher ihre Flexibilität durch eine Option bereitstellen, wodurch sie den Wert der steuerbaren Kapazität und des wertvollen Brennstoffs bzw. der gespeicherten Energie maximieren können.

Daher ist das Anreizsystem auch für EE-dominierte Systeme anreizadäquat. Im Gegensatz zu zentralen Kapazitätsmärkten, die Flexibilitätsoptionen strukturell verdrängen und den EE-Marktwert senken, integriert die Absicherungspflicht die EE-Erzeugung und die Eigenschaften steuerbarer Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen zu einem anreizkompatiblen System.

Verschiedene Umsetzungsoptionen der Absicherungspflicht

Die Weiterentwicklung der Terminmärkte durch die Absicherungspflicht integriert die Anforderungen der Versorgungssicherheit und der EE-Vermarktung. Aufgrund dieser integrierten Anreizsystematik für EE-dominierte Stromsysteme schlagen auch Cramton et al. (2024) und Wolak (2021) vor, die bestehenden Kapazitätsmärkte in den USA durch weiterentwickelte Terminmärkte zu ersetzen. Optionsprodukte sind auch bei diesen Vorschlägen Bestandteile der Absicherungspflicht, um kostengünstig eine sichere Versorgung anzureizen. Cramton et al. (2024) haben ein Handelssystem entwickelt, das es ermöglicht, die Beschaffungsrisiken mithilfe kontinuierlicher Auktionen zu senken. Im Gegensatz zu Kapazitätsmärkten, ist es in diesem Ansatz möglich, Portfoliogebote zu nutzen, was die technologische Vielfalt und Innovationsoffenheit fördert.

Dieses sogenannte „Flow Trading“ hat eine Reihe von Vorteilen, die zu einer Reduzierung der Anforderungen an die Marktteilnehmer und die Handelsplattform führen. Beispielsweise kann es unter Umständen herausfordernd sein, den passenden Preis für eine Option zu bestimmen. Die kontinuierlichen Auktionen im Flow Trading führen dazu, dass die Präferenzen der Marktteilnehmer mit hoher Liquidität wohlfahrtsoptimal erfüllt werden können. Hintergrund für die hohe Liquidität ist die Pflicht der Versorger, ihre Lieferverträge verpflichtend mit zeitlichem Vorlauf abzusichern. Dadurch werden in jeder Auktion die Gebote vieler Akteure gleichzeitig optimiert.

Die Häufigkeit der Auktionen (z. B. stündlich) führt dazu, dass auch Mengenanpassungen aufgrund von Prognosekorrekturen (EE und Nachfrage) schrittweise erfolgen können und somit kein großes Risiko besteht, größere Anpassungen in illiquiden Märkten vornehmen zu müssen. Da in diesem System die Gebotskurven der Akteure im Handelssystem hinterlegt sind, gibt es keinen hohen Aufwand und keine Notwendigkeit für regelmäßige Anpassungen. Nur wenn neue Informationen verfügbar sind, beispielsweise über die Präferenzen der Verbraucher, können die hinterlegten Gebotskurven angepasst werden, wodurch sie in der nächsten Auktion optimal erfüllt werden.

Politökonomische Vorteile der gesteigerten Marktvollkommenheit

Es gibt im Detail verschiedene Möglichkeiten, die Absicherungspflicht umzusetzen. Die gemeinsame Stärke der verschiedenen Detailregelungen ist jedoch, adäquate Anreize für alle Marktakteure auszugestalten, indem eine Marktunvollkommenheit korrigiert wird. Das Anreizsystem über die Absicherungspflicht ist systemdienlich, kommt ohne technologische Vorgaben

aus und bedarf keiner zentralen Vorgabe über technische Details oder die Menge der benötigten (Erzeugungs-)Kapazität. Dies hat eine Reihe von politökonomischen Vorteilen, u. a. wird die politische Einflussnahme auf die Ausgestaltung von Detailregelungen ausgeschlossen.

Zudem ermöglicht es den Marktakteuren, einen größtmöglichen technologischen Lösungsraum zu nutzen, wodurch es das innovationsoffenste System zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit darstellt. Im Gegensatz zum zentralen Kapazitätsmarkt wird in diesem Ansatz nicht vorgegeben, welchen Wert einzelne Technologien haben. Marktakteure können ihr Portfolio selbst im Einklang mit ihren Bedürfnissen festlegen. Auch mit Blick auf die technologische Vielfalt hat der Ansatz daher politökonomische Vorteile.

Die Internalisierung der Versorgungssicherheit in das Preissignal ist nicht nur aus ökonomischen Anreizgründen vorteilhaft. Die Absicherungspflicht kommt auch ohne Förderzahlungen aus dem Bundeshaushalt und ohne Umlage aus. Die Versorgungssicherheit wird richtigerweise Bestandteil des Strompreises, wodurch es keine Herausforderungen bei der Finanzierung gibt. Da es sich bei der Absicherungspflicht um eine Vorgabe aus der europäischen Strommarktrichtlinie handelt, kann davon ausgegangen werden, dass sie keiner beihilferechtlichen Genehmigung bedarf. Aus diesem Grund kann sie schneller als die anderen Kapazitätsmechanismen umgesetzt werden.

5.7 ZWISCHENFAZIT KAPAZITÄTSMECHANISMEN

In diesem Zwischenfazit fassen wir die Diskussion der Kapazitätsmechanismen zusammen. Abbildung 25 stellt die zusammenfassende Bewertung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen dar.

Abbildung 25: Zusammenfassende Übersicht der Bewertungen der Kapazitätsmechanismen

	Versorgungssicherheit	Umweltverträglichkeit	Wirtschaftlichkeit
Selektiv	⊖	? / ⊖ ³	⊖
Zentral	+ / ⊖ ¹	⊖	⊖
Dezentral / Hybrid	+ / ⊖ ²	+ / ⊖ ²	+ / ⊖ ²
Absicherungspflicht	+	+	+

¹ Investitionsanreiz ist positiv / Risiko technologischer Konzentration ist negativ

² Potenzial bei Ausgestaltung ist positiv / langfristige politökonomische Fehlanreize für weitere Angriffe und Slippery Slope zum zentralen Kapazitätsmarkt ist negativ

³ Unklar, da abhängig von konkreter Ausgestaltung / Verdrängung von Flexibilitätspotenzialen und Innovationen ist negativ

Quelle: Eigene Darstellung.

Die Wirkung **selektiver Mechanismen** hängt in besonderem Maße von der jeweiligen Ausgestaltung ab. Wir orientieren uns für die Bewertung weitestgehend an der Kraftwerksstrategie (KWS).

- **VERSORGUNGSSICHERHEIT:** Selektive Mechanismen adressieren nicht den ganzen Markt. Daher führen sie zu einem Crowding-out ungeförderter Technologien und können zu einer Steigerung der technologischen Konzentration beitragen. Aufgrund dieser Segmentierung eignen sie sich nicht für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
- **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT:** Die Wirkung hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Jedoch lassen sich (unkonventionelle) Flexibilitätsoptionen aufgrund der großen Heterogenität nicht sinnvoll durch Kapazitätsprodukte fördern. Daher führen selektive Mechanismen

tendenziell zu einer reduzierten Flexibilisierung, die sich negativ auf die Integration Erneuerbarer Energie auswirkt.

- **WIRTSCHAFTLICHKEIT:** Einzelne Technologien zu fördern verzerrt die Marktallokation. Daher kreieren selektive Mechanismen langfristige Förderabhängigkeiten und eine Slippery Slope, die zu einer Ausweitung der Fördernotwendigkeiten auf andere Marktsegmente führt. In Summe steigen die Gesamtsystemkosten.

Zentrale Kapazitätsmärkte umfassen den ganzen Markt. Sie erfordern die administrative Festlegung einer Vielzahl von Stellschrauben, weswegen sie anfällig für politische Einflussnahmen und politische Fehlanreize sind. Der Versuch einer Marktmachtbegrenzung führt zwangsläufig in regulatorisches Mikromanagement.

- **VERSORGUNGSSICHERHEIT:** Zentrale Kapazitätsmärkte fördern den Erhalt bestehender und bei Bedarf den Bau neuer Kraftwerke. Je nach konkreter Ausgestaltung kann sich jedoch eine technologische Konzentration einstellen, die systemische Risiken erhöhen kann (beispielsweise eine Versorgungsunterbrechung von Wasserstoff). Zudem senkt die geringere Flexibilisierung tendenziell die Resilienz des Stromsystems.
- **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT:** Aufgrund der Bandbreite an unterschiedlichen Eigenschaften, lassen sich Flexibilitätsoptionen nicht umfänglich in zentralen Kapazitätsmärkten berücksichtigen. Durch die reduzierte Flexibilisierung lassen sich Erneuerbare Energien schlechter in den Strommarkt integrieren.
- **WIRTSCHAFTLICHKEIT:** Zentrale Kapazitätsmärkte erfordern eine Vielzahl administrativer Festlegungen auf Basis von Annahmen über die Zukunft. Sie neigen daher zu Überkapazitäten und verdrängen durch die resultierenden Preisverzerrungen am Strommarkt Flexibilitätsoptionen. Folglich sinkt ebenfalls der Marktwert Erneuerbarer Energien. Zusätzlich zur Kraftwerksförderung steigen dadurch auch die EE-Förderkosten. Relevanter als die direkten Kosten sind jedoch die indirekten Kosten aufgrund der langfristigen Pfadabhängigkeiten und der Marktverzerrungen, die unter anderem flexible und innovative Technologien verdrängen. Zentrale Kapazitätsmärkte neigen zudem dazu, dass Marktmachtpotenzial zu steigern. Die Pfadabhängigkeiten, Fehlanreize und Marktmachtpotenziale führen in einem dynamische Stromsystem zu nachhaltig steigenden Gesamtsystemkosten.

Dezentrale und hybride Kapazitätsmechanismen neigen zu politischen Eingriffen, wodurch sie sich im Zeitverlauf zunehmend zentralen Kapazitätsmärkten annähern und ggf. vollständig auf zentrale Kapazitätsmärkte umgestellt werden. Hybride Kapazitätsmärkte sind aufgrund ihres zentralen Beschaffungselements bereits auf halbem Wege zu einem zentralen Kapazitätsmarkt, der sich aufgrund der Slippery Slope im Zeitverlauf ausweitet.

- **VERSORGUNGSSICHERHEIT:** Konzeptionell sind dezentrale und hybride Kapazitätsmärkte dazu in der Lage, Versorgungssicherheit effektiv zu gewährleisten. Wenn sich jedoch die politisch gewünschten Marktergebnisse nicht einstellen, ist die Wahrscheinlichkeit für politische Nachjustierungen groß. Dadurch neigen sie langfristig zum gleichen technologischen Konzentrationsrisiko, wie zentrale Kapazitätsmärkte.
- **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT:** Aufgrund der dezentralen Anreizwirkung sind dezentrale und mit leichten Abstrichen auch hybride Kapazitätsmärkte in der Lage, Flexibilitätsoptionen anzureizen. Wie bereits beschrieben, neigen sie bei Ausbleiben der politisch gewünschten Marktergebnisse jedoch zu politischen Nachjustierungen, wodurch sie langfristig die gleichen Verdrängungseffekte aufweisen können, wie zentrale Kapazitätsmärkte.
- **WIRTSCHAFTLICHKEIT:** Theoretisch haben dezentrale und mit deutlichen Abstrichen auch hybride Kapazitätsmärkte das Potenzial Versorgungssicherheit effizient zu gewährleisten. Aufgrund der politökonomischen Slippery Slope, hin zu zentralen Kapazitätsmärkten, weisen sie jedoch langfristig vergleichbare marktverzerrende Effekte auf, wie zentrale Kapazitätsmärkte, wodurch sie eine vergleichbare Steigerung der Gesamtsystemkosten nach sich ziehen.

Die Umsetzung der **Absicherungspflicht** hat das Potenzial bestehende Fehlanreize und Marktunvollkommenheiten ursächlich zu beheben. Die Risikoexternalitäten, die von einigen Versorgern durch eine ungenügende Absicherung am Terminmarkt erzeugt werden, können durch die Absicherungspflicht internalisiert werden. Das vervollständigte Preisgefüge reizt Investitionen in die passenden Technologien für eine sichere Stromversorgung an. Dadurch eignet sich die Absicherungspflicht als nachhaltiges Marktdesign für die Transformation und darüber hinaus.

- **VERSORGUNGSSICHERHEIT:** Indem Versorger die erwarteten Laststrukturen umfänglich absichern, können alle verfügbaren Technologien für die Absicherung der Stromversorgung genutzt werden. Das vervollständigte Preissignal offenbart die Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung.

- **UMWELTVERTRÄGLICHKEIT:** Durch das marktwirtschaftliche Anreizsystem wird die Nutzung aller (unkonventionellen) Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Die Absicherungspflicht reizt Investitionen in und eine stärkere Nutzung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen an, wodurch Erneuerbare Energien besser integriert werden können.
- **WIRTSCHAFTLICHKEIT:** Indem die Absicherungspflicht die bestehenden Fehlanreize und Marktunvollkommenheiten behebt, können die vervollständigten Preisanreize die Versorgungssicherheit kostengünstig anreizen. Das Anreizsystem zeichnet sich durch eine breite technologische Offenheit aus, wodurch auch innovative Technologien zur Absicherung der Versorgung genutzt werden können. Dadurch ist die Absicherungspflicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ein marktwirtschaftlicher Ansatz, der im Vergleich zu den anderen Kapazitätsmechanismen zu den niedrigsten Gesamtsystemkosten führt und keine Förderung über den Bundeshaushalt oder durch Umlagen erfordert.

Die Analyse der verschiedenen Kapazitätsmechanismen offenbart, dass sich die verschiedenen Ansätze insbesondere durch ihre Anfälligkeit für politökonomische Fehlanreize unterscheiden. Beispielsweise würde die Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt Investitionszurückhaltungen (Attentismus) anreizen, bis alle Detailregelungen verlässlich und rechtssicher festgelegt wurden. In den kritischen nächsten Jahren würden daher voraussichtlich keine neuen Kapazitäten zugebaut. Im Gegensatz dazu könnte die Absicherungspflicht zeitnah umgesetzt werden, wodurch Neuinvestitionen zügig möglich wären.

6 Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns

NACHHALTIGE WEITERENTWICKLUNGEN

Indem Rahmenbedingungen des Marktdesigns weiterentwickelt werden und derzeit noch bestehende Marktunvollkommenheiten durch eine Absicherungspflicht behoben werden, lässt sich Versorgungssicherheit marktwirtschaftlich organisieren.

Bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns geht es nicht nur um die konkreten Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die möglichst reibungslose Funktionsweise des Marktes hängt auch von den Rahmenbedingungen ab, innerhalb derer diese konkreten Maßnahmen ihre Wirkung entfalten sollen. Gelegentlich wird argumentiert, dass es für die Transformation einen Plan braucht. Wir argumentieren dafür, dass es zielführende und offene Rahmenbedingungen braucht, damit Anreize in Richtung der Zielerreichung wirken und Innovationen jederzeit integriert werden können.

In Abschnitt 2.3.2 haben wir die verschiedenen Ungewissheiten diskutiert, die derzeit die Investitionsbereitschaft beeinflussen. Diese Ungewissheiten wirken als Friktion für zieladäquate Anreize. Daher ist es für die Effektivität der Anreizwirkung wichtig, unterstützende Rahmenbedingungen auszugestalten. Dabei gilt es, Fehlanreize zu vermeiden, gegen die anschließend angefordert werden muss. Denn diese Friktionen für das Marktgeschehen führen zu externen Effekten, die auf verschiedenen Wegen die Gesamtsystemkosten steigern und damit wohlfahrtsmindernd wirken.

EIN NACHHALTIGES MARKTDESIGN REDUZIERT FEHLANREIZE, ANSTATT KOSTENINTENSIV GEGEN SIE UND DIE EXTERNEN EFFEKTE DIE SIE ERZEUGEN ANZUSUBVENTIONIEREN.

Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen gilt es daher, die Marktprozesse und Preisanreize möglichst vollständig und anreizadäquat auszugestalten. Das bedeutet, externe Effekte jeglicher Art zu internalisieren, um systemdienliche Anreizeffekte wirken lassen zu können. Dadurch lassen sich teilweise explizite Förderungen vermeiden, die wiederum als Ansatzpunkte für politische Einflussnahmen fungieren können, Finanzierungsfragen aufwerfen und dadurch zwangsläufig Ungewissheiten steigern. Im Gegensatz dazu reduzieren vollkommene Preissignale Ungewissheiten und helfen dabei, die zunehmende Komplexität des Stromsystems wohlfahrtssteigernd auf evolutorische Weise zu orchestrieren.

Im folgenden Abschnitt konzentrieren wir uns auf die Ausgestaltung stabiler und zielführender Rahmenbedingungen. Anschließend machen wir einen Vorschlag für ein marktwirtschaftliches Anreizsystem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

6.1 UNGEWISSHEIT REDUZIEREN UND ANREIZE ZIELFÜHREND AUSRICHTEN

Damit Investitionsanreize ihre Wirkung entfalten können, diskutieren wir im ersten Schritt, wie Ungewissheiten und Fehlanreize so weit wie möglich reduziert werden können. Die Überlegungen stellen somit eine Alternative zur Planung und Förderung aller einzelnen Systemelemente in Form eines administrativen Mikromanagements dar. Denn diese Feinsteuerung führt zu Friktionen und verhindert ein zieladäquates Anreizsystem, wodurch die Gesamtsystemkosten steigen.

Die Vorgehensweise über die Internalisierung negativer und positiver externer Effekte dient dazu, systemdienliche Anreize auszugestalten, die zu einer Steigerung der Wohlfahrt beitragen. Im Kern geht es darum, Rahmenbedingungen auszugestalten, die zielführende Anreizwirkungen entfalten.

6.1.1 Rahmenbedingungen und Anreize zielführend ausrichten

Damit Anreize ihre Wirkung entfalten können, gibt es verschiedene Stellschrauben, die in Summe zielführendes Verhalten anregen können. Dabei sind nicht nur ökonomische Prinzipien zu beachten, sondern auch politökonomische Anreize.

Aus Krisen lernen und politische Ungewissheiten durch vorbereitende Maßnahmen reduzieren

Verlässliche politische Rahmenbedingungen sind wichtig, damit marktwirtschaftliche Anreize ihre Wirkung entfalten können. Wir haben bereits in Abschnitt 2.3.2 diskutiert, dass die Erlösabschöpfung und die Diskussion über das Marktdesign (u. a. die Abschaffung der Merit-Order) die Ungewissheit der Marktakteure gesteigert haben. Zwar sind die Auswirkungen einer Verknappung

von Primärenergieträgern nicht mit denen einer Verknappung von Umwandlungstechnologien vergleichbar, dennoch ist die Verunsicherung über mögliche Eingriffe in die Preisbildung nachvollziehbar.

Wenn in Krisen- und Knappheitssituationen Teile der Bevölkerung in finanzielle Not zu geraten drohen und Unternehmen nicht mehr produzieren können, kann es nicht der Anspruch an die Politik sein, untätig zu bleiben. Dieses scheinbare Dilemma lässt sich adressieren; nicht über Eingriffe in das Anreizsystem, sondern über das Abfedern der krisenbedingten Auswirkungen.

Die Zukunft ist von Unsicherheiten geprägt, die sich unmöglich vorhersehen lassen. Unabhängig von den konkreten Auslösern können jederzeit Umstände auftreten, in denen der Staat

VERLÄSSLICHE POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN SIND WICHTIG, DAMIT MARKTWIRTSCHAFTLICHE ANREIZE IHRE WIRKUNG ENTFALTEN KÖNNEN.

handeln muss. In diesen Situationen sollten politische Entscheidungsträger jedoch nicht diejenigen Marktmechanismen aushebeln, die am besten dazu in der Lage sind, mit den spezifischen Knappheiten umzugehen, indem sie zieladäquate Anreizsignale senden. Stattdessen besteht die Möglichkeit, das Marktdesign mit geeigneten Maßnahmen auf diese Situationen zielführend vorzubereiten. Auch wenn sich die konkreten Krisensituationen nicht vorhersehen lassen, lässt sich ein Transfermechanismus etablieren, der in einer Bandbreite von Krisenfällen genutzt werden kann, um soziale und ggf. wirtschaftliche Härten abzufangen.

In der Pandemie und der Energiekrise war es nicht möglich, zielgenaue Maßnahmen auszugestalten, um bedürftigen Menschen und Unternehmen zu helfen. Es wurden stattdessen Maßnahmen zur Entlastung der Bevölkerung und der Wirtschaft beschlossen und Markteingriffe im Strommarkt vorgenommen, die den Bundeshaushalt belastet und zu Marktverzerrungen geführt haben. Daraus können wir lernen und antizipative Mechanismen entwickeln. Dazu zählt insbesondere die Entwicklung einer staatlichen Zahlungsinfrastruktur, um im Bedarfsfall einfach und schnell Transferzahlungen an die Bevölkerung und Unternehmen vornehmen zu können.

Diese Finanzinfrastruktur kann auch genutzt werden, um energie- und klimaspezifische Belastungen abzufedern. Beispielsweise werden wir auf den Import von Wasserstoff(derivaten) angewiesen sein. Es ist bereits jetzt absehbar, dass damit signifikante Kosten- und Preisrisiken einhergehen können. Es ist auch möglich, dass die CO₂-Belastungen phasenweise sprunghaft ansteigen. Der zu entwickelnde Transfermechanismus kann auch eingesetzt

werden, um vorübergehende Belastungen abzufedern, die durch mangelnde Verfügbarkeit von Primärenergieträgern oder Erzeugungskapazität entstehen.

Dadurch entfällt die Notwendigkeit, für politische Entscheidungsträger kurzentschlossene Krisenmaßnahmen durchzuführen, die zwangsläufig mit unbeabsichtigten Konsequenzen in Form von externen Effekten und Marktverzerrungen einhergehen.

Indem die jeweiligen Preisreaktionen Bestandteil des Alloktionsmechanismus bleiben, können Marktakteure Lösungen herbeiführen, um die jeweilige Knappheit bestmöglich zu adressieren. Durch den Transfermechanismus wird es möglich, externe Effekte durch politische Eingriffe zu vermeiden und die Anreize für die Krisenvorsorge in den Preis zu internalisiert. Der Mechanismus schafft somit hilfreiche Rahmenbedingungen für vollständigere Märkte und Preisanreize.

Dieser Transfermechanismus hat zudem für Marktakteure die Signalwirkung, dass Anreizsignale verlässlich sind. Denn politische Entscheidungsträger haben Werkzeuge zur Hand, um Krisen angemessen zu adressieren. Die wahrgenommene Notwendigkeit für Markteingriffe sinkt somit aus politischer Perspektive. Der Mechanismus ist damit ein nützliches Werkzeug, um die Stabilität der Anreizmechanismen zu gewährleisten.

In Folge werden durch die verlässlichen Preissignale Investitionen angereizt, die zu einer gesteigerten Resilienz des Energiesystems beitragen und dadurch gleichzeitig helfen, Krisensituationen zu verhindern. Die folgenden Rahmenbedingungen und der Anreizmechanismus, den wir in Abschnitt 6.2 diskutieren, profitieren in ihrer Anreizwirkung von stabilen Rahmenbedingungen.

Systemdienliche Anreize für Prosumer und flexible Verbraucher

Für die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit spielen flexible Verbraucher eine herausragende Rolle. Daher sollten Friktionen, die das Anreizsignal oder die Reaktionsfähigkeit einschränken, konsequent abgebaut werden.

Für Teile der stromintensiven industriellen Verbraucher spielen beispielsweise die individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV eine wichtige Rolle für die wirtschaftlichen Anreize, auf die Preissignale des Stromgroßhandels zu reagieren. Es gibt inzwischen erste Schritte in Richtung einer Flexibilisierung, indem wenige Stunden des Tages aus der Kalkulation zur „Bandlasttreue“ herausgenommen werden (BNetzA, 2024b). Diese Regelungen

sind ein guter und wichtiger erster Schritt in die richtige Richtung, um zusätzliche Flexibilitäten zu erschließen. Denn zukünftig werden die Preise in Zeiten von Dunkelflauten voraussichtlich auch über längere Zeiträume ansteigen. In diesen Zeiten sollte die Industrie zumindest die Möglichkeit haben, die Produktion in geeigneter Weise anzupassen, ohne dafür durch höhere Netzentgelte zusätzlich belastet zu werden. Die atypische Netznutzung (§ 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV) bietet heute schon die Möglichkeit, mehr Strom außerhalb von sog. Hochlastzeitfenstern zu beziehen, weil diese Zeiten für die Festlegung des Leistungspreises bei den Netzentgelten nicht relevant sind. Beide Regelung sollte für mehr Flexibilität weiterentwickelt werden, ohne die Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe, die sie heute nutzen, zu gefährden.

Wenn eine geringe Primärenergieverfügbarkeit zu höheren Preisen führt, spielt es keine Rolle, ob die Knappheit beispielsweise aufgrund eines Mangels an Wind, Sonne oder Wasserstoff zustande kommt. Entscheidend ist, dass die Preissignale ihre Wirkung entfalten können. Das bedeutet, dass die Reduktion des Stromkonsums nicht durch zusätzliche Kostenbelastungen bestraft werden sollte. Denn flexible Verbraucher generieren positive externe Effekte, indem sie helfen, das Preisniveau zu stabilisieren.

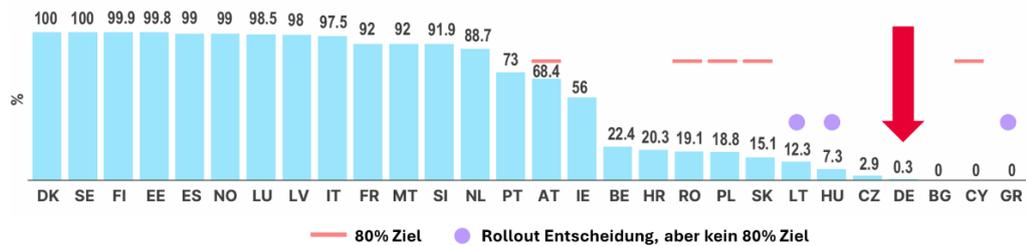
Industrielle Verbraucher sollten in hochpreisigen Phasen die Möglichkeit bekommen, ihren zuvor über Terminkontrakte beschafften Strom gewinnbringend am Spotmarkt zu verkaufen und dadurch die Versorgungslage zu verbessern. Dann können proaktiv geplante Optimierungs- und Wartungsarbeiten agil durchgeführt werden, um das hochpreisige Zeitfenster optimal zu nutzen. Statt wie bisher diese Arbeiten langfristig fest einzuplanen, kann ein agiler Ansatz es ermöglichen, die sich bietenden Chancen bestmöglich zu nutzen. Die fortschreitende Digitalisierung der Industrie (Industrie 4.0) wird dabei helfen.

Im Zeitverlauf werden - zusätzlich zum organisationsinternen Lernen - Investitionen getätigt, die, beispielsweise in Form von Zwischenspeichern, die Flexibilität der Produktionsprozesse weiter erhöht. Dadurch steigern flexible Verbraucher langfristig die Resilienz des Energiesystems. Durch das systematische Lernen nicht nur der Erzeuger, sondern auch der Verbraucher, mit Knappheitssituationen umzugehen und sogar von den sich bietenden Gelegenheiten zu profitieren, wird das System sogar antifrägil.

FLEXIBLE VERBRAUCHER
KREIEREN POSITIVE EXTERNE
EFFEKTE, DA SIE DIE
GESAMTSYSTEMKOSTEN
SENKEN, WODURCH AUCH
INFLEXIBLE VERBRAUCHER
VON NIEDRIGEREN PREISEN
PROFITIEREN.

Für private Verbraucher gilt grundsätzlich das Gleiche. Indem sie lernen, sich flexibel zu verhalten, generieren sie verschiedene positive externe Effekte. Damit Verbraucher ein bewusstes Konsumverhalten entwickeln können, sind jedoch Messdaten mithilfe von Smart-Metern nötig. Abbildung 26 stellt die Smart-Meter Verbreitung der europäischen Mitgliedsstaaten im Vergleich dar.

Abbildung 26: Smart-Meter Rollout in den europäischen Mitgliedsstaaten (2022)



Quelle: Acer (2023).

Stromverbraucher, die keine Informationen über den Systemzustand in Form von Preisen haben, verursachen automatisch negative externe Effekte. Ein geeigneter Smart-Meter-Rollout reduziert daher die bestehenden Marktunvollkommenheiten. Preiselastische Verbraucher senken hingegen die Gesamtsystemkosten, wovon auch diejenigen Verbraucher von niedrigeren Preisen profitieren, die sich nicht flexibel verhalten (können). Flexible Verbraucher steigern aber auch die Resilienz des Energiesystems. Durch den systemdienlichen Umgang mit Knappheiten, ist das System auch besser auf die nächsten Krisen vorbereitet.

Smart-Meter ermöglichen den Zugang zu Informationen, was den ersten Aspekt für systemdienliches Verhalten adressiert. Der zweite Aspekt ist der Zugang zu dynamischen Stromtarifen. Nach § 41a EnWG sind ab 2025 alle Versorger verpflichtet, dynamische Tarife anzubieten.⁶⁵ Smart-Meter bilden jedoch die Grundlage für systemdienliches Verhalten. Daher sollte der Smart-Meter-Rollout bestmöglich beschleunigt werden, um die Voraussetzungen für dynamische Stromtarife zu schaffen. Damit dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien (z. B. Aufdach- und Balkon-PV, Wärmepumpen, Elektroautos, Batterie-Heimspeicher) zu systemdienlichem Verhalten angereizt werden, sollten sie dynamische Stromtarife nutzen. So quantifiziert Neon (2024), dass die Stromkosten von Haushaltskunden für den Betrieb einer Wärmepumpe um 24 % und von Elektroautos sogar um 70 % durch dynamische Tarife gesenkt werden können. FfE (2024) berechnet, dass flexible Haushalte perspektivisch 600 EUR/Jahr sparen können. Gleichzeitig können durch den

⁶⁵ In Norwegen nutzen derzeit über 90 % der Haushaltskunden dynamische Stromtarife (Acer, 2023a).

geringeren Bedarf an Gas- und H₂-Kraftwerken 4,8 Mrd. EUR Systemkosten eingespart werden. Auf diese Weise sind die Anreize für den privatwirtschaftlichen Nutzen kongruent zum Nutzen des Gesamtsystems (siehe Abschnitt 6.1.2 für die Integration von räumlichen Anreizen).

Den Emissionshandel als Anreizinstrument für Dekarbonisierung stärken

Für Investitionen in Dekarbonisierungstechnologien ist die Verbindlichkeit der CO₂-Reduktionsziele der wesentliche Anreiz. Der Reduktionspfad des europäischen Emissionshandels und die damit einhergehenden Steigerungen des CO₂-Preises sind entscheidende Investitionssignale. Das gilt für die bisherigen Sektoren des ETS-I und zukünftig ebenfalls für die Wärme- und Verkehrssektoren im ETS-II. Damit die Investitionssignale ihre Wirkung entfalten können, ist es entscheidend, dass es keine Unsicherheiten bei der Verbindlichkeit des Reduktionspfades gibt. Wenn es Möglichkeiten gibt, den Reduktionspfad glaubwürdiger und politisch verbindlicher auszugestalten, sollten sie genutzt werden.

Die Dekarbonisierung über das ETS hat den Vorteil, dass es Feedbackmechanismen beinhaltet, die Knappheiten im Marktgeschehen abfedern können. Im Gegensatz dazu ist beispielsweise ein fixes Ausstiegsdatum von Kohlekraftwerken strukturell mit Ungewissheiten behaftet.⁶⁶

DAS INHÄRENTE MARKTFEEDBACK DES ETS ERMÖGLICHT IM GEGENSATZ ZU EINEM FIXIERTEN AUSSTIEGSdatum DIE GEWÄHRLEISTUNG VON VERORGUNGS-SICHERHEIT.

Wie fixe Daten die Ungewissheit von Investitionen in emissionsarme Technologien steigern können, lässt sich anhand des Emission Performance Standards (EPS) sehen. Die Verlängerung des EPS im polnischen Kapazitätsmarkt wirkt sich negativ auf die Investitionssicherheit für Dekarbonisierungstechnologien aus, da unberechenbare politische Ungewissheiten geschaffen wurden. Mit der Erfahrung einer Verlängerung des EPS von 2025 auf 2028 ist es eine rationale Erwartung, dass es zu weiteren Verlängerungen der Kapazitätzahlungen für Kohlekraftwerke im Kapazitätsmarkt kommen kann.

Es wäre sogar denkbar, dass die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland dazu führen könnte, dass sich die dann verantwortliche Bundesregierung für eine weitere Verzögerung des EPS einsetzen könnte.

⁶⁶ Siehe Diskussion zu Ungewissheiten in Abschnitt 2.3.2.

Schließlich wäre sie den politischen Anreizen ausgesetzt, die zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Möglichkeiten zu nutzen, um kostengünstig Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insofern besteht das Risiko, dass durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes klimapolitische Fehlanreize geschaffen werden.

Ein marktgetriebener Kohleausstieg wird im Gegensatz dazu durch das Gleichgewichtsbestreben der Märkte moderiert. Sollte es am Strommarkt Kapazitätsknappheiten mit höheren Preisen geben, laufen die Kraftwerke etwas länger. Gleichzeitig reizen die höheren Preise Dekarbonisierungstechnologien an, die mit dem Markteintritt die zunehmend unwirtschaftlichen Kohlekraftwerke verdrängen.

Damit diese Marktanreize wirken, ist die Verlässlichkeit des ETS entscheidend. In den Berechnungen des Versorgungssicherheitsmonitorings (BNetzA, 2023b) wurde beispielsweise unter den verwendeten Modellannahmen ein weitgehend marktgetriebener Kohleausstieg bereits bis 2028 vollzogen. Anstelle eines administrativen vorgezogenen Kohleausstiegs wäre es daher sinnvoll, die Dekarbonisierungsanreize durch einen robusten Emissionshandel wirken zu lassen.

Wenn die Dekarbonisierungsanreize auf diese Weise wirken können, wird es umso wichtiger, Mechanismen für Krisenfälle auszugestalten, um soziale und ökonomische Härten abzufangen. Denn Eingriffe in die Anreizmechanismen würden ohne derartige Mechanismen ihre Wirkung nicht entfalten, da Marktakteure Eingriffe in die Preisbildung in hochpreisigen Marktphasen erwarten würden.

Zieldienliche Grundsätze für den H₂-Markthochlauf

Nach heutigem Kenntnisstand wird Wasserstoff eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit spielen. Wie umfangreich diese Rolle ist und welche Technologien Ergänzungen oder Substitute darstellen, sollte jedoch durch den marktwirtschaftlichen Allokationsprozess gelöst werden. Die Vorwegnahme langfristiger Allokationsaufgaben auf Basis heutiger Annahmen über die späten 2030er und 2040er Jahre kann sich als kostenintensive Fehlplanung herausstellen. Daher ist es wichtig, wie die Anreizsysteme ineinandergreifen, um zu verhindern, dass trotz guter Absichten im Ergebnis ein teures und unsicheres Versorgungssystem entsteht.

Eine staatliche Unterstützung beim Aufbau des H₂-Kernnetzes kann eine geeignete Maßnahme sein, um den H₂-Markthochlauf zu ermöglichen. Auch angebotsseitige Maßnahmen, wie beispielsweise die Förderung des Aufbaus einer Importinfrastruktur kann ökonomisch gerechtfertigt werden, um den Markthochlauf zu ermöglichen. Damit die Verlässlichkeit der verschiedenen Technologien gewährleistet ist, bietet es sich an, alle benötigten Systemelemente ausführlich zu testen. Hierfür kann der Staat beispielsweise Forschungsmittel bereitstellen und Demonstrationsprojekte fördern.

Es sollten jedoch keine Förderung des operativen H₂-Konsums für die Stromerzeugung angereizt werden, da sie signifikante Kostenrisiken und Marktverzerrungen zur Folge hätte. Wasserstoff-Differenzverträge (H₂-CfDs) haben das Ziel den H₂-Konsum anzureizen, indem die H₂-basierte Stromerzeugung auf das Kostenniveau von Erdgas und CO₂ heruntersubventioniert wird. Theoretisch soll damit fossile Stromerzeugung durch klimaneutrale Stromerzeugung ausgetauscht werden. Die Risiken für unbeabsichtigte Konsequenzen sind jedoch beachtlich.

Die Nutzung von H₂-CfDs für die H₂-basierte Stromerzeugung führt dazu, dass die H₂-Stromerzeugung vom H₂-Markt entkoppelt wird. Indem der Kostenunterschied zwischen Wasserstoff und Erdgas für die Stromerzeugung ausgeglichen wird, wird die Nachfrage nach Wasserstoff auf dem H₂-Markt inelastisch. Das bedeutet, egal wie hoch der H₂-Preis steigt, bleibt die H₂-Nachfrage für die Stromerzeugung identisch, denn sie reagiert nur auf den Erdgas- und CO₂-Preis.

Da der H₂-Markt voraussichtlich auf absehbare Zeit relativ illiquide sein wird, können die Preisreaktion signifikant sein, wenn preisunabhängig Wasserstoff für die Stromerzeugung genutzt wird. Wir haben zuvor diskutiert, dass LNG im Jahr 2023 eine 40-prozentige Preissteigerung aufgrund einer Streikankündigung in Australien erfahren hat. Da der H₂-Markt eine deutlich geringere Liquidität aufweisen wird, ist auch eine Vervielfachung des Preises denkbar. Die Mehrkosten bedeuten ein unkalkulierbares Kostenrisiko zu Lasten des Bundeshaushalts. Dieser würde die Differenzkosten zwischen dem Gaspreis, inkl. CO₂, und den Kosten für den eingesetzten Wasserstoff finanzieren.

**WASSERSTOFF-DIFFERENZVERTRÄGE
FÜHREN ZU EINEM UNKALKULIERBAREN
KOSTENRISIKO IM BUNDESHAUSHALT.**

Ein zweites Kosten- und Sicherheitsrisiko besteht in der Verdrängung kostengünstiger Dekarbonisierungstechnologien, Flexibilitätsoptionen und Innovationen durch die subventionierte H₂-Verstromung. Die H₂-Förderung hätte daher indirekt auch negative Auswirkungen auf die Integrationsfähigkeit

erneuerbarer Energien. Durch die Marktverzerrung wird ein System aufgebaut, das langfristig auf die H₂-Verstromung angewiesen ist, anstatt kostengünstigere und flexiblere Technologien anzureizen. Sollte die Förderung auslaufen, bevor die H₂-Preise deutlich gesunken sind, führt dieser Ansatz zu gestrandeten Investitionen, da eine Vielzahl von Technologien im Marktgeschehen an die Stelle der H₂-Kraftwerke treten würden, wodurch sie am Markt kaum zum Einsatz kämen. Aus politökonomischer Sicht besteht daher eine Pfadabhängigkeit, die Förderung auf unbestimmte Zeit zu verlängern, was zu einer dauerhaften Belastung des Bundehaushaltes führen würde.

Im Zuge der Diskussion über das europäische Strommarktdesign wurde aus Gründen des Verbraucherschutzes diskutiert, ob die grenzkostenbasierte Merit-Order durch ein alternatives Konzept ersetzt werden sollte. Davon wurde sinnvollerweise Abstand genommen, da die Konsequenzen für die langfristigen Gesamtsystemkosten aufgrund der verzerrten Anreizwirkung verheerend wären. Die Nutzung von H₂-CfDs hätte jedoch eine ähnliche Wirkung, da die Merit-Order nicht mehr auf Basis der tatsächlichen Kosten gebildet würde.

Wasserstoff sollte am Strommarkt genutzt werden, wenn es keine kostengünstigere Möglichkeit zur Nachfragedeckung gibt. Das ist das Prinzip einer kostenbasierten Merit-Order.⁶⁷ Dafür spielt es keine Rolle, ob der H₂-Einsatz wirtschaftlich wird, weil der CO₂-Preis ansteigt oder weil der Wasserstoffpreis sinkt. Die Einhaltung der kostenbasierten Merit-Order ist entscheidend für die kurzfristige und langfristige Gewährleistung marktwirtschaftlicher Kosteneffizienz.

Zur langfristigen Kosteneffizienz gehört auch die Beanreizung technischer Innovationen, die zu einer kostengünstigen Energiewende beitragen und sich dadurch positiv auf die gesellschaftliche Akzeptanz auswirken. Preise sollten jedoch stets die wahren Kosten und damit die tatsächliche Knappheit widerspiegeln, um kostengünstigere Alternativen anzureizen.

NUR BEI EINER KOSTENBASIERTEN NUTZUNG VON WASSERSTOFF KÖNNEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN UND ANDERE (INNOVATIVE) TECHNOLOGIEN ANGEREIZT WERDEN UND DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT STÄRKEN.

Die kostenbasierte Nutzung von Wasserstoff in Knappheitssituationen führt aufgrund der Beanreizung ergänzender Technologien zu einer technologischen Durchmischung. Diese Durchmischung stärkt die Resilienz des Stromsystems. Denn der gespeicherte Wasserstoff reicht länger, wenn andere Technologien für

⁶⁷ Alle wettbewerblichen Märkte zeichnen sich durch eine kostenbasierte Angebotskurve aus. Die Merit-Order ist daher keine Besonderheit des Strommarktes. Ein Abweichen von diesem marktwirtschaftlichen Prinzip führt unweigerlich zu gesellschaftlichen Mehrkosten durch kurz- und langfristige Fehlallokationen.

einen Teil der Nachfragedeckung genutzt werden können. Das breitere technologische Portfolio wirkt sich positiv auf die Versorgungssicherheit aus und ist weniger anfällig für Krisen.

Wenn im Gegensatz zur marktwirtschaftlichen Allokation H₂-Kraftwerke durch Kapazitätsmechanismen subventioniert werden, steigt ihr Anteil an der Stromversorgung, was im Sinne unbeabsichtigter Konsequenzen zu einem fragileren System führen kann. Durch die Verdrängung von ergänzenden Technologien und Flexibilitätsoptionen ist das Stromsystem stärker auf die sichere Versorgung mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff angewiesen. Noch ist unklar, wie sich der H₂-Markt entwickelt und welche Mengen zu welchen Preisen wann aus welchen Ländern verfügbar werden. Im Angesicht dieser Ungewissheiten eine Abhängigkeit herbeizusubventionieren, scheint eine riskante Strategie zu sein. Das gilt insbesondere in einer Zeit, in der die Verfügbarkeit innovativer Technologien in einer nie zuvor gesehenen Geschwindigkeit ansteigt.

DAMIT H₂-KRAFTWERKE IHRE ROLLE ALS BACKUP-KRAFTWERKE ÜBERNEHMEN KÖNNEN, IST ES IM FALL EINER KAPAZITÄTSFÖRDERUNG NOTWENDIG, DASS SIE IHRE FIXKOSTEN VOLLSTÄNDIG DECKEN KÖNNEN, DAMIT SIE NICHT AUF EINE OPERATIVE FÖRDERUNG DURCH H₂-CFDS ANGEWIESEN SIND. AUF DIESE WEISE KÖNNEN DIE PREISSIGNALE AM STROMMARKT EINE KOSTENGÜNSTIGE ALLOKATION ANREIZEN.

Eine selektive Förderung von Kraftwerken ist aus den zuvor diskutierten Gründen nicht ratsam. Wenn H₂-Kraftwerke dennoch über Kapazitätsmechanismen gefördert werden sollten, dann sollte eine vollständige Fixkostendeckung möglich sein, damit sie nicht auf Deckungsbeiträge aus dem Strommarkt angewiesen sind. Unter dieser Voraussetzung ist eine operative Förderung durch H₂-CfDs nicht nötig und die Kraftwerke können ihre Rolle als Backup-Kraftwerke einnehmen. Die Verstromung von Wasserstoff würde dann ein Knappheitssignal senden und kostengünstigere Lösungen anreizen. Auf diese Weise kann ein Anstieg der Gesamtsystemkosten begrenzt werden. Wenn diese Kraftwerke jedoch zunächst mit Erdgas betrieben werden dürfen, kommt es zu Marktverzerrungen auf Kosten anderer Technologien, beispielsweise von Flexibilitätsoptionen (siehe Diskussion in Abschnitt 5.1).

Damit die Nutzung von Wasserstoff in Dunkelflauten systemdienliche Anreize entfalten kann, ohne politische Eingriffe in die Preisbildung zu motivieren, ist der zuvor diskutierte Krisenmechanismus hilfreich.

Schnelle Realisierungszeiten für Investitionen ermöglichen

Marktakteure haben viele Möglichkeiten, um auf Knappheitssignale zu reagieren. Sie können beispielsweise Verträge mit flexiblen Verbrauchern abschließen, sie können in Batteriespeicher investieren oder Erzeugungskapazitäten aufbauen. Die verschiedenen Möglichkeiten haben unterschiedliche technoökonomische Eigenschaften und verschiedene Umsetzungszeiten.

Eine Anpassung des Liefervertrages für flexible Verbraucher kann theoretisch wenige Minuten dauern. Auf der anderen Seite des Spektrums befinden sich Kraftwerksinvestitionen, die bis zur vollständigen Umsetzung einige Jahre in Anspruch nehmen können. Damit Marktakteure zügig auf Knappheitssignale reagieren können, ist es hilfreich, wenn die bürokratischen Prozesse möglichst effizient ausgestaltet sind.

In der Pressemitteilung zur Ankündigung der Kraftwerksstrategie (BMWK, 2024) wurde angekündigt, dass die Planungs- und Genehmigungsverfahren für die in der Kraftwerksstrategie enthaltenen Kraftwerke substanziell beschleunigt werden sollen. Diese Prozessbeschleunigungen sollten sich jedoch nicht nur auf die KWS-Kraftwerke beziehen, sondern idealerweise für alle Technologien gelten, die zu einer kostengünstigen Absicherung der Stromversorgung beitragen können.

Das Marktgeschehen profitiert von schnellen Realisierungszeiten. Daher wäre es nützlich, ein agiles Vorgehen zu etablieren, das auf Basis der jeweils jüngsten Erfahrungen, diejenigen Prozessschritte identifiziert, die von einer Beschleunigung profitieren können. Auf diese Weise kann ein kontinuierlicher Weiterentwicklungsprozess etabliert werden, der das reibungslose Marktgeschehen nachhaltig unterstützen kann.

6.1.2 Räumliche Allokationsanreize

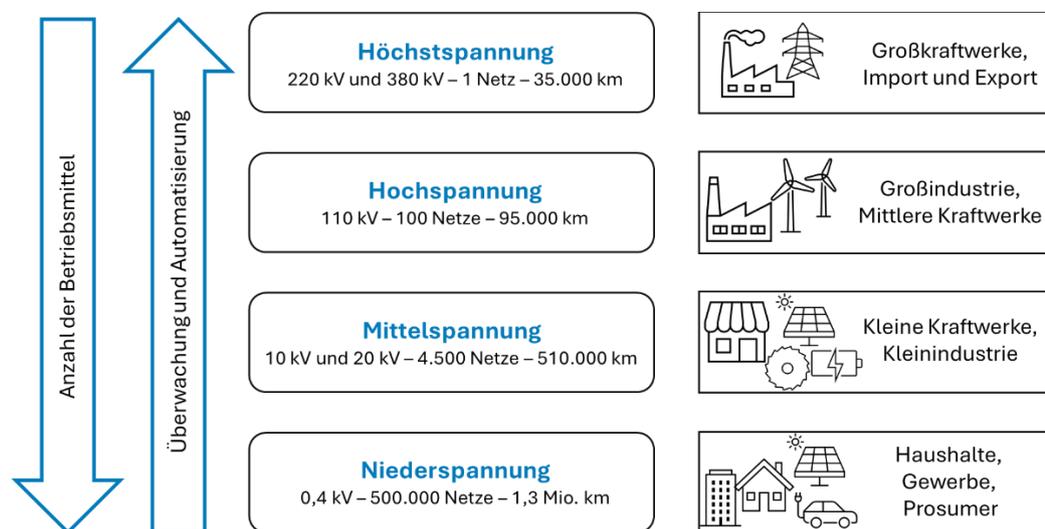
Wie wir in Abschnitt 2.1 diskutiert haben, verändert die aktuelle Transformationsphase die Zusammensetzung und die Wechselwirkungen verschiedener Systemelemente. Wir sehen einen Zuwachs an Onshore und Offshore Windenergieanlagen mit einem Schwerpunkt im Norden und einen Zuwachs an PV-Anlagen mit einem Schwerpunkt im Süden. Zudem steigt die Anzahl dezentral verteilter EE-Erzeugungsanlagen (v. a. PV-Dachanlagen) und

neuer Verbrauchstechnologien und Flexibilitätsoptionen (v. a. E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher), die vor allem in der Niederspannung angeschlossen werden.

Hintergründe und aktuelle Entwicklungen

Da die Nutzung der verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien zeitlich auseinanderfallen, steigt der Transportbedarf auf allen Netzebenen. Abbildung 27 stellt die verschiedenen Spannungsebenen und ihre Eigenschaften dar.

Abbildung 27: Die Spannungsebenen der Netzinfrastruktur und ihre Eigenschaften



Quelle: eigene Darstellung nach Wawer (2022).

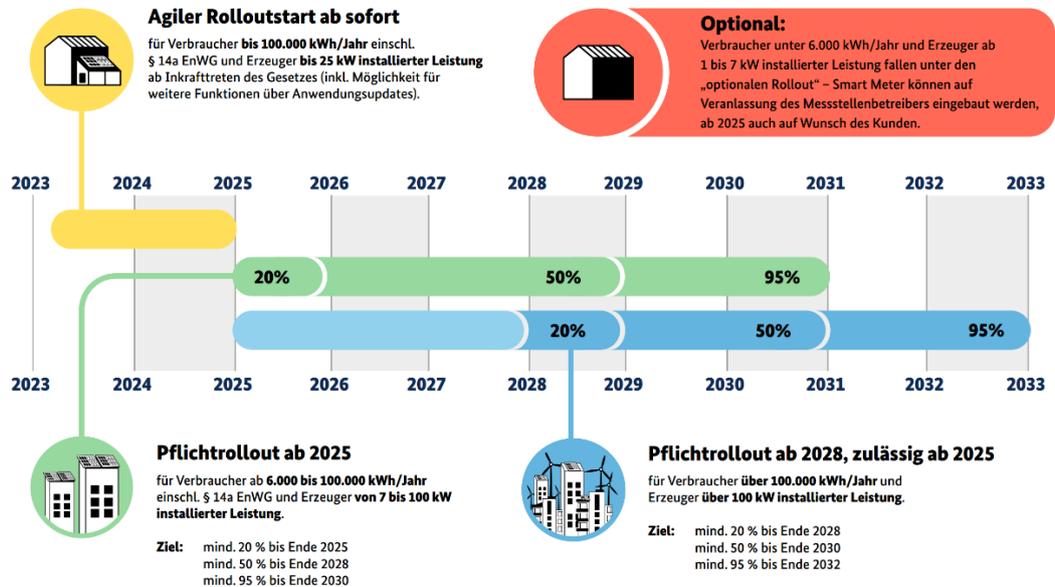
Die Erweiterung der Transportkapazitäten kann zeitlich nicht mit dem rasanten Zuwachs der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen schritthalten. Die daraus erwachsende Knappheit der Transportkapazitäten führt zu externen Effekten. Die zwei relevantesten Maßnahmen unterscheiden sich nach Netzebene:

- Auf der Übertragungsebene wird Redispatch als operative Maßnahme genutzt, um Netzengpässe zu bewirtschaften, wozu auch die Abregelung von EE-Anlagen gehört. Damit ausreichend Redispatchkapazität zur Verfügung steht, werden zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke, die an netztechnisch günstigen Standorten stehen, in die Netzreserve überführt.
- Auf der Verteilnetzebene wurde mit dem § 14a EnWG eine Möglichkeit geschaffen, weiterhin Verbrauchstechnologien an das Netz

anzuschließen, sie aber bei einer drohenden Netzüberlastung zu dimmen (Absenkung der Last auf 4,2 kW).

Damit Verteilnetzbetreiber das Netz mithilfe des Dimmens sicher betreiben können, ist eine Verbesserung der Datenqualität notwendig. Während die Messdaten auf den höheren Spannungsebenen bereits eine gute Qualität aufweisen, fehlt eine vergleichbare Datenqualität auf der Verteilnetzebene. In den kommenden Jahren wird jedoch die Sensorik in den Trafostationen verbessert, um den Anforderungen aus 14a EnWG zu genügen. In Kombination mit dem Smart-Meter Roll-out verfügen Verteilnetzbetreiber zeitnah über eine hohe Datenqualität, die es ihnen auch weiterhin ermöglicht, den sicheren Netzbetrieb stets zu gewährleisten. Abbildung 28 zeigt den Fahrplan des Smart-Meter-Rollouts.

Abbildung 28: Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan



Quelle: BMWK (2023).

Die verbesserte Datenqualität erlaubt es zeitnah, Engpässe im Verteilnetz sicher zu adressieren. Dennoch führen die externen Effekte durch Abregelung, Redispatch und Dimmen zu Wohlfahrtsverlusten, bis eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur ausgebaut ist.

Internalisierung externer Effekte von Netzengpässen⁶⁸

Externe Effekte stellen eine Marktunvollkommenheit dar, die zusätzlich zu wirtschaftlichen Aspekten auch Auswirkungen auf die Versorgungs- und Systemsicherheit haben können. Damit Marktakteure zu systemdienlichem Verhalten angereizt werden, ist es notwendig, die externen Effekte in Form systemdienlicher Anreize zu internalisieren. Durch die Internalisierung steigt ebenfalls die gesellschaftliche Wohlfahrt, da die relevanten Akteure unter Berücksichtigung ihrer Präferenzen auf Preissignale reagieren können, anstatt beispielsweise arbiträr gedimmt zu werden.

Ein bekanntes Beispiel für die Internalisierung negativer externer Effekte ist die Bepreisung von CO₂-Emissionen. Positive externe Effekte können hingegen mit Subventionen bzw. Prämien bepreist werden, um die Wirkung der positiven Effekte anzureizen. Bei der Bepreisung von externen Effekten ist es jedoch wichtig, die angemessene Höhe der Bepreisung und mögliche politökonomische Fehlanreize im Blick zu haben.

Bisher wurde für die Internalisierung der externen Effekte aus der Transportinfrastruktur vor allem ein Nodalpreissystem diskutiert. Üblicherweise werden in Nodalpreissystemen Engpässe im Höchstspannungsnetz (u. U. auch im Hochspannungsnetz) internalisiert, indem jeder Netzknoten einen eigenen Preis zugewiesen bekommt.

Nodalpreise eignen sich jedoch nicht zur Bewirtschaftung der darunterliegenden Netzebenen. Zukünftig wird jedoch voraussichtlich ein großer Anteil der Netzengpässe aufgrund des starken Anstiegs dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen im Verteilnetz auftreten. Daher wäre es zielführend, ein System für die Internalisierung der externen Effekte zu implementieren, das die Bewirtschaftung von Engpässen auf allen Netzebenen adressieren kann.⁶⁹

Netzentgelte für positive nachfrageseitige Effekte sinnvoll dynamisieren

Die gesellschaftliche Wohlfahrt basiert auf der Bedürfnisbefriedigung von Menschen. Der Nutzen, den Menschen dem Konsum eines Gutes zuschreiben,

⁶⁸ Seit geraumer Zeit wird eine Teilung der einheitlichen deutschen Gebotszone diskutiert. Es gibt viele ökonomische und politische Gründe für und gegen eine Teilung der Gebotszone, die hier nicht im Detail diskutiert werden. Die in diesem Abschnitt vorgeschlagenen Werkzeuge sollen den Lösungsraum vergrößern, wenn sich politische Entscheidungsträger dafür entscheiden, die einheitliche Gebotszone aufrechtzuerhalten.

⁶⁹ Gelegentlich werden zu diesem Zweck Flex-Märkte diskutiert. Diese erweisen sich jedoch aufgrund von Fehlanreizen durch Inc-Dec-Gaming als ungeeignet, um Engpässe zu bewirtschaften (siehe beispielsweise Neon et al., 2019). Während die Internalisierung externer Effekte zu einer Reduktion von Engpässen führt, führen Flexmärkte unbeabsichtigt zu einer Zunahme von Netzengpässen.

unterscheidet sich einerseits zwischen Individuen und für die jeweiligen Individuen auch im Zeitverlauf. Für die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt ist entscheidend, dass der individuelle Nutzen bei der Konsumententscheidung höher ist als die gesellschaftlichen Kosten des Konsums. Damit dieser Grundsatz erreicht werden kann, benötigen die Individuen einerseits Informationen über den Systemzustand und andererseits Anreize, um ihr Verhalten systemdienlich auszugestalten. Vollständige Preissignale vereinen Informationen und Anreize, um systemdienliches Verhalten zu orchestrieren. Aus diesem Grund ist es zur Steigerung der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt sinnvoll, wenn Verbraucher Zugang zu vollständigen Preisen erhalten, die alle Kosten internalisieren.

Dezentrale Verbrauchstechnologien zeichnen sich in der Regel durch eine relativ hohe Gleichzeitigkeit aus. Denn die Notwendigkeit zu Heizen steigt, wenn es kalt ist, und Elektroautos werden bislang oft nach Feierabend geladen. Damit die kumulierte Nachfrage die verfügbare Erzeugungskapazität nicht überlastet, sollten diese Technologien mit dynamischen Stromtarifen ausgestattet sein. Dadurch wird die Nachfrage mit der Verfügbarkeit der Stromerzeugung synchronisiert und die Preissignale wirken Lastspitzen entgegen.

Da das Preissignal des Großhandels jedoch deutschlandweit identisch ist, kann es lokal zu Engpässen in der Transportinfrastruktur kommen. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn deutschlandweit eine hohe EE-Einspeisung zu niedrigen Preisen führt, die lokal eine hohe Nachfrage anreizt und damit Engpässe in einer oder mehreren Netzebenen auslöst oder verstärkt. Um die externen Effekte der knappen Transportinfrastruktur zu internalisieren, können Netzentgelte dynamisch ausgestattet werden. Zeitlich differenzierte Netzentgelte werden bereits in mehreren europäischen Ländern genutzt (siehe Abbildung 29).

Abbildung 29: Zeitlich differenzierte Netzentgelte im Übertragungs- und Verteilnetz

	 AT	 BE	 EE	 FI	 FR	 PL	 PT	 ES
Januar	○	○	○	●	●	○	●	●
Februar	○	○	○	●	●	○	●	●
März	○	○	○	○	●	○	●	
April		○						
Mai								
Juni								
Juli								●
August								
September								
Oktober	○					○		
November	○	○	○	○	●	○	●	
Dezember	○	○	○	●	●	○	●	●

○ Nur Übertragung ○ Nur Verteilung ● Übertragung und Verteilung

Quelle: Acer (2023b).

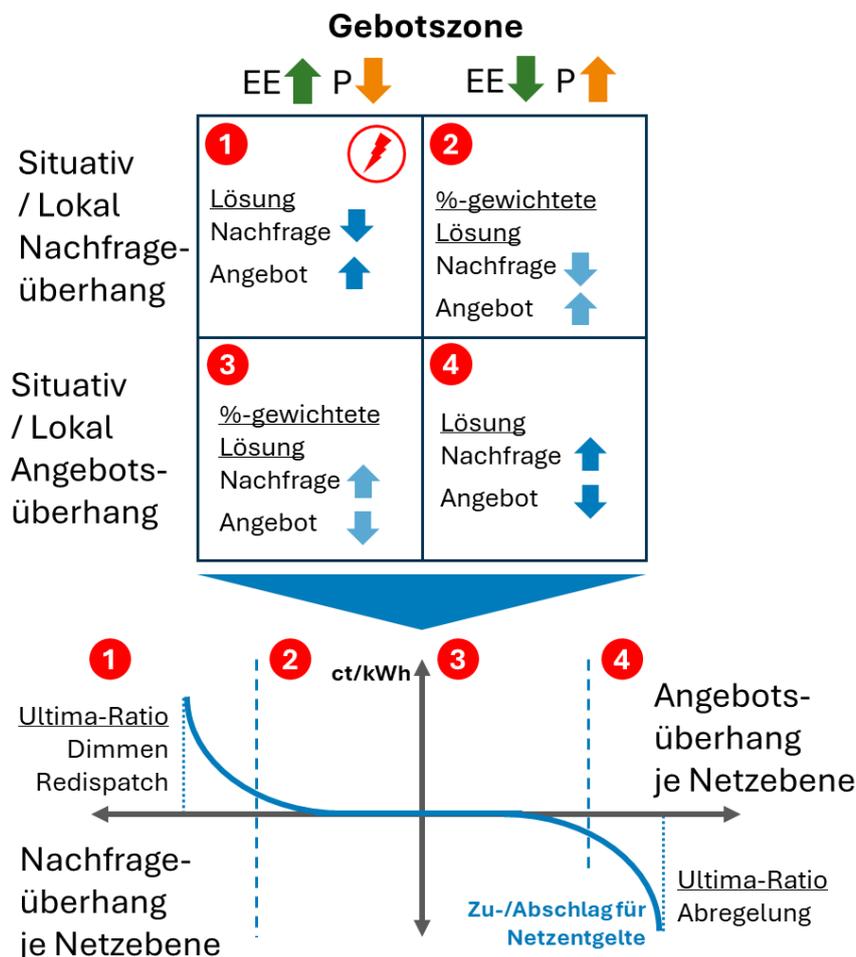
Je nachdem, ob es sich um eine Überschussregion oder eine Knappheitsregion handelt, können Netzentgelte nach oben oder nach unten angepasst werden. Es ist wichtig zu beachten, dass eine Region zu einem Zeitpunkt eine Knappheitsregion sein kann und zu einem anderen Zeitpunkt eine Überschussregion. Um eine systemdienliche Anreizwirkung entfalten zu können, sollten Netzentgelte zukünftig nicht nach festen Zeitfenstern festgelegt werden, sondern dynamisch, d. h. situationsspezifisch ausgestaltet sein. Dieser Anreiz sollte grundsätzlich für alle Verbraucher gelten, sofern keine technischen Gründe oder Fragen der Wettbewerbsfähigkeit dagegen sprechen. Das heißt zum Beispiel, dass in Zeiten hoher regionaler EE-Einspeisung ins Netz, Netzentgelte einen Mehrbezug in der Region nicht beeinträchtigen sollten.

Die Festlegung der Netzentgelte sollte jedoch nicht mit einem technischen Steuerungssignal verwechselt werden. Die Nachfragereaktion basiert auf menschlichen Präferenzen. Daraus folgt, dass die Anreize für Nachfragereaktionen und die Datensammlung zur Messung der Preiselastizität simultan erfolgen. Diese Wechselwirkung macht das Anreizsystem zu einem komplexen System, deren genaue Wirkung ex-ante nicht exakt geplant werden kann. Die Entwicklung des Anreizsystems erfolgt daher evolutiv und erfordert voraussichtlich eine kontinuierliche Feinjustierung.

Die Festlegung der Netzentgelte sollte vor dem Day-Ahead-Markt erfolgen, damit die Nachfrageprognosen im Gebotsverhalten am Großhandelsmarkt berücksichtigt werden können. Abbildung 30 zeigt in einer 2x2-Matrix die

Regionen bzw. Zustände und das Koordinatensystem stellt die damit korrespondierende Anpassung der Netzentgelte dar.

Abbildung 30: Ausgestaltungslogik dynamischer Netzentgelte



Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 30 wird dargestellt, wie Zu- und Abschläge auf die Netzentgelte auf Basis der EE-Einspeisung bzw. der Marktsituation im Verhältnis zur lokalen Netzsituation festgelegt werden können:

- SITUATION 1:** Eine hohe EE-Erzeugung in der Gebotszone führt zu niedrigen Großhandelspreisen, lokal kommt es auf der entsprechenden Netzebene zu einem Nachfrageüberhang. Diese Situation stellt die größte Herausforderung im Zuge der Transformation dar. Eine Lösung kann darin bestehen, die Nachfrage zu reduzieren oder das lokale Angebot zu erhöhen. Auf der jeweiligen Netzebene werden die Netzentgelte situativ erhöht, um eine Reduktion der Nachfrage anzureizen. Für Eigenerzeuger kann es in diesen Situationen lohnend

sein, ihre Nachfrage durch Eigenerzeugung zu decken, beispielsweise aus gespeichertem Strom.

- **SITUATION 2:** Eine niedrige EE-Erzeugung in der Gebotszone führt zu hohen Großhandelspreisen, lokal könnte es dennoch auf der entsprechenden Netzebene zu einem Nachfrageüberhang kommen. Je nach Wahrscheinlichkeit und Belastung, kann es sinnvoll sein, die Netzentgelte moderat zu erhöhen, um eine Nachfragereduktion oder eine Steigerung der Eigenerzeugung anzureizen.
- **SITUATION 3:** Eine hohe EE-Erzeugung in der Gebotszone führt zu niedrigen Großhandelspreisen, lokal könnte es auf der entsprechenden Netzebene zu einem Angebotsüberhang kommen. Je nach Wahrscheinlichkeit, kann es sinnvoll sein, die Netzentgelte moderat zu senken, um eine Nachfragesteigerung oder eine Senkung der Eigenerzeugung anzureizen.
- **SITUATION 4:** Eine relativ niedrige EE-Erzeugung in der Gebotszone führt zu moderat hohen Großhandelspreisen, lokal könnte es dennoch auf der entsprechenden Netzebene zu einem Angebotsüberhang kommen. Auf der jeweiligen Netzebene werden die Netzentgelte situativ gesenkt, um eine Steigerung der Nachfrage oder eine Senkung der Eigenerzeugung anzureizen.

Die Situationen 3 und 4 in Abbildung 30 treten auf, wenn die EE-Erzeugung in einer Region die verfügbare Transportkapazität übersteigt. Neon (2023) hat im Auftrag von Agora Energiewende ein Konzept erarbeitet, das bei erwarteter WEA-Abregelung die Netzentgelte auf null ct/kWh absenken soll. Das hilft dabei, die lokale Nachfrage anzureizen und damit die Abregelung zu reduzieren.

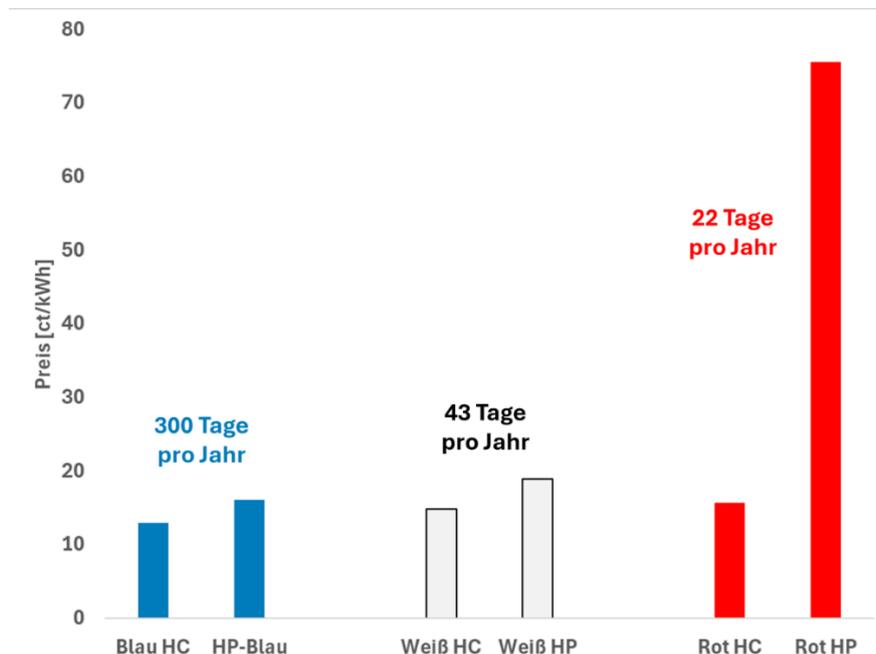
Die kritischere Situation ist jedoch ein Nachfrageüberhang aufgrund von Netzengpässen, dem keine ausreichende Erzeugung in der Netzregion gegenübersteht (Situation 1). Auf der Verteilnetzebene wäre das beispielsweise ein Fall für das Dimmen nach § 14a EnWG. Der Nachteil dieses Ansatzes ist jedoch, dass Verbraucher gedimmt werden könnten, die dem situativen Konsum einen hohen Nutzen beimessen, während indifferente Verbrauch weiterhin konsumieren könnten.

Als Ultima-Ratio ist das Dimmen für die Verteilnetzbetreiber und der Redispatch für Übertragungsnetzbetreiber notwendig, um das Netz sicher zu betreiben. Jedoch könnte das Anheben der Netzentgelte in absehbar kritischen Situationen die Nachfrage flexibler Verbraucher reduzieren, wodurch die Notwendigkeit für das Dimmen und den Redispatch sinken sollten. Auf diese Weise könnten Verbraucher mit einem hohen Nutzen weiter konsumieren und indifferente Verbraucher könnten den Strom zu anderen Zeiten beziehen. Bei der

Ausgestaltung sollten Fragen der Wettbewerbsfähigkeit oder technische Restriktionen insbesondere in der Industrie berücksichtigt werden.

Für die Ausgestaltungen dynamischer Netzentgelte gibt es, wie bereits in Abbildung 29 dargestellt, Beispiele in anderen europäischen Ländern. Die Abbildung 31 zeigt beispielhaft die zeitabhängigen Preise des Tempo-Tarifs von EDF.⁷⁰

Abbildung 31: Tarifstruktur des Tempo-Tarif von EDF



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von EDF (2024a).

Der Preis des teuersten Zeitfensters ist knapp sechs Mal so hoch, wie der Preis des günstigsten. Die Kunden erfahren am Vortag, welcher Preis am Folgetag gilt. Nach Aussage von EDF reduzieren die Kunden des TEMPO-Tarifs an Tagen mit der höchsten Preisstufe ihren Konsum um durchschnittlich 23 %.⁷¹

Die hochpreisigen Zeitfenstern reizen zudem den Eigenverbrauch an. Beispielsweise lohnt sich die Nutzung eines Heimspeichers, da der Stromkonsum während der hochpreisigen Zeiten dadurch reduziert oder ganz vermieden werden kann. Aus Systemsicht ist das sinnvoll, da die Eigenerzeugung den Strommarkt und das Stromnetz entlastet.⁷² Dynamische

⁷⁰ Anhand der Produktbeschreibung ist nicht ersichtlich, ob sich die Variabilität des Endkundenpreises ausschließlich aufgrund der Großhandelspreise einstellt, oder ob auch Netzengpässe berücksichtigt werden. Für die Wirkung auf das Verhalten der Kunden spielt die Grundlage für die Preisvariabilität keine Rolle.

⁷¹ EDF (2024b).

⁷² Verbraucher mit Eigenerzeugung zahlen jedoch einen Aufschlag von 8,88 EUR/Jahr (EDF, 2024a), vermutlich um die Netzentgelte zu kompensieren.

Tarife in Kombination mit dynamischen Netzentgelten führen zu systemdienlichen Anreizen für Prosumer. Sie sind daher eine wichtige Maßnahme zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit.

Die exakte Festlegung der dynamischen Netzentgelte erfordert eine detailliertere Analyse. Grundsätzlich sollte jedoch gelten, dass die Netzbetreiber durch diese Maßnahme keine zusätzlichen Einnahmen generieren, sondern lediglich eine räumliche und zeitliche Verteilung der ohnehin anfallenden Netzentgelte vornehmen.

Zusätzlich zu den Preisanreizen durch dynamische Tarife und dynamische Netzentgelte ist es jedoch notwendig, dass Netzbetreiber Ultima-Ratio-Werkzeuge nutzen können. Bei einem Angebotsüberhang bedeutet das die Möglichkeit zur Abregelung von EE-Anlagen. In Situationen mit Nachfrageüberhang bedeutet das auf der Verteilnetzebene das Dimmen nach § 14a EnWG und auf der Übertragungsnetzebene die Nutzung von Redispatch.

Angebotsseitige Fehlanreize reduzieren

Wie bereits beschrieben, werden Redispatchmaßnahmen genutzt, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.⁷³ Beim Redispatch wird die Stromerzeugung in der Überschussregion reduziert und in der Engpassregion steigern üblicherweise Kraftwerke ihre Erzeugung. Dafür werden die variablen Erzeugungskosten erstattet und gemäß § 13a Abs. 2 Satz 2 Nr. 2 EnWG ebenfalls ein anteiliger Zuschlag für den Werteverbrauch gewährt. Der anteilige Werteverbrauch stellt somit einen Teil der Fixkosten dar.

Der Umfang der „Werteverbrauch-Vergütung“ ist aus nachvollziehbaren Gründen nicht transparent einsehbar. Daher ist die Stärke des Anreizes nicht genau bestimmbar. Jedoch bemerkt Schleich (2022, F. 5) bei der Erklärung des sog. Neubau-Vorschusses: „[die] Werteverbrauch-Vergütung trägt wesentlich zur Deckung der Fixkosten bei [...]“. Auch wenn die Höhe des Anreizes nicht exakt bekannt ist, ist die Wirkrichtung des Anreizes jedoch eindeutig. Denn die Werteverbrauch-Vergütung im Rahmen des Redispatches stellen Opportunitätskosten gegenüber dem Einsatz am Strommarkt dar. Opportunitätskosten sind grenzkostenrelevant und werden daher in das Gebot am Strommarkt eingepreist.⁷⁴

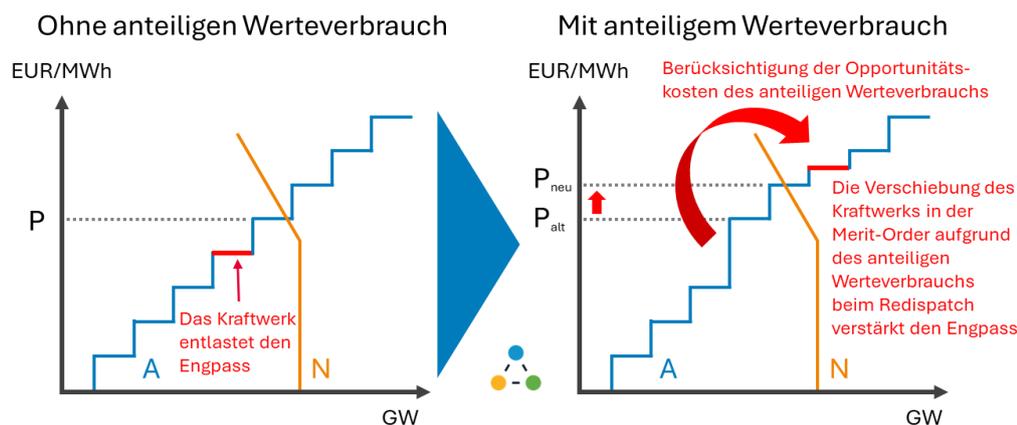
⁷³ Die primäre Strategie zum Umgang mit Netzengpässen sollte der zügige Netzausbau sein. An dieser Stelle werden lediglich Maßnahmen diskutiert, die in der Übergangsphase, bis zur Vollendung des Netzausbaus, systemdienliche Anreize entfalten.

⁷⁴ Das ist marktwirtschaftlich konsistentes Verhalten und wurde beispielsweise im Zuge der Einpreisung kostenlos zugeteilter CO₂-Zertifikate ausführlich diskutiert.

Wenn ein Kraftwerk für den Redispatch die variablen Kosten zuzüglich des anteiligen Werteverbrauchs (anteilige Fixkosten) vergütet bekommt, ist es nur bereit am Strommarkt teilzunehmen, wenn es dort ebenfalls mindestens diese Summe einnehmen kann. Üblicherweise bieten Kraftwerke lediglich ihre variablen Kosten am Strommarkt. Die Fixkosten werden durch die Produzentenrente gedeckt, die sie erwirtschaften, wenn ein teureres Kraftwerk den Preis setzt⁷⁵.

Dieses Gebotsverhalten ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da das Kraftwerk auch eingesetzt wird, wenn die anteiligen Fixkosten nur zu einem kleinen Teil gedeckt werden. Wenn das Kraftwerk jedoch für den Redispatch eine Vergütung der anteiligen Fixkosten erwarten kann, dann fließt diese Vergütung in das Gebot am Spotmarkt ein. Durch die anteilige Vergütung der Fixkosten rutscht das Kraftwerk in der Merit-Order nach oben, wodurch es den Strompreis steigert und womöglich nicht zum Einsatz kommt (siehe Abbildung 32).

Abbildung 32: Gebotsverhalten mit und ohne Berücksichtigung der Opportunitätskosten durch den anteiligen Werteverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung.

Wenn das Kraftwerk aufgrund der anteiligen Einpreisung der Fixkosten keinen Zuschlag am Strommarkt erhält, dann verstärkt es den Netzengpass. Denn vor allem Kraftwerke an netztechnisch vorteilhaften Standorten in Netzengpassregionen werden für den Redispatch genutzt und berücksichtigen daher die Opportunitätskosten des anteiligen Werteverbrauchs.

Dieses Gebotsverhalten ist auch unter dem Begriff „Inc-Dec-Gaming“ bekannt. Es bedeutet aber lediglich, dass Opportunitätskosten bei der Gebotserstellung berücksichtigt werden. Das Gebotsverhalten ist aus einer betriebswirtschaftlichen Anreizperspektive konsistent. Aus Systemsicht stellt

⁷⁵ Die wirtschaftlichen Anreize werden durch das Peak-Load-Pricing-Modell erklärt (siehe Abschnitt 4.1).

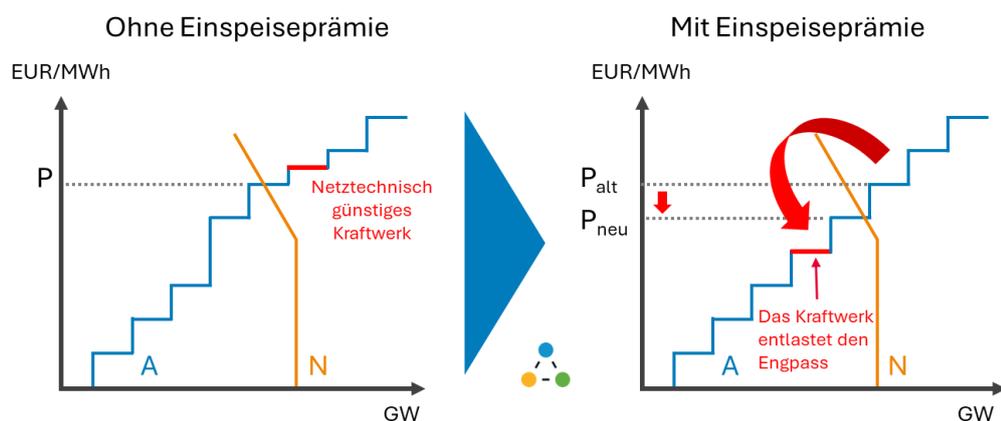
es jedoch einen klassischen Fehlanreiz dar. Dieser Fehlanreiz wirkt daher insbesondere auf Kraftwerke, deren Einsatz am Strommarkt einen hohen Nutzen für die Entlastung von Netzengpässen hätte. Er ist daher ein illustratives Beispiel für die Notwendigkeit, im Marktdesign systemdienliche Anreize auszugestalten und Fehlanreize zu vermeiden.

Die Identifikation von Opportunitätskosten ist nicht immer trivial, ihre Anreizwirkung hat jedoch reale Auswirkungen auf das Marktgeschehen und die Systemsicherheit. In diesem Fall verstärkt der Fehlanreiz tendenziell Netzengpässe und den Bedarf für Redispatch.

Aus einer systemdienlichen Anreizperspektive wäre es zielführender, positive externe Effekte zu internalisieren, als durch die Vergütung im Zuge des Redispatch das Problem der fehlenden Internalisierung zu verstärken. Genauso wie die Wohlfahrt gesteigert werden kann, indem negative externe Effekte bepreist werden, kann die Wohlfahrt gesteigert werden, indem positive externe Effekte mithilfe einer Prämie internalisiert werden. Wenn ein Kraftwerk aufgrund eines netztechnisch vorteilhaften Standortes einen positiven externen Effekt durch die Einspeisung erzielt, kann dieser Effekt ökonomisch konsistent mit einer Einspeiseprämie angereizt werden.⁷⁶

Eine Einspeiseprämie hätte den entgegengesetzten Effekt des Fehlanreizes der anteiligen Wertevergütung beim Redispatch. Eine Prämie würde den Gebotspreis senken, so dass das Kraftwerk auch bei niedrigeren Strompreisen eingesetzt wird und damit den Netzengpass entlastet (siehe Abbildung 33).

Abbildung 33: Engpassentlastende Verschiebung des Kraftwerks in der Merit-Order aufgrund einer Einspeiseprämie



Quelle: Eigene Darstellung.

⁷⁶ Dabei kann sich der positive externe Effekt auf verschiedene Systemdienstleistungen beziehen.

Wie Abbildung 33 zeigt, würden Kraftwerke, die aufgrund netztechnisch günstiger Standorte eine Einspeiseprämie erhalten, häufiger am Strommarkt eingesetzt werden. Dadurch würden Netzengpässe häufiger entschärft oder in einigen Fällen womöglich sogar vermieden werden. Auf der anderen Seite würde die Prämie zu niedrigeren Preisen am Strommarkt führen und dadurch eine weitere Verzerrung nach sich ziehen.

Die aktuelle Redispatch-Regelung verstärkt tendenziell Netzengpässe und steigert das Preisniveau, wohingegen die Einspeiseprämie Netzengpässe und das Preisniveau tendenziell senken. Das zugrundeliegende Problem ist die begrenzte Netzkapazität. Daher ist ein zügiger umfänglicher Netzausbau die einzige nachhaltige Lösung für die einheitliche Gebotszone.

Die genaue Ausgestaltung der Vergütungshöhe erfordert eine ausführlichere Untersuchung, u. a. da die Quantifizierung der exakten Höhe externer Effekte situativ unterschiedlich ist.⁷⁷ Daher sollte die Prämie ebenfalls situativ unterschiedlich ausfallen und sich am jeweiligen positiven Effekt orientieren. Die Festlegung der Prämie sollte daher vor dem Day-Ahead-Markt erfolgen. Als Untergrenze könnten die derzeit gewährten anteiligen Fixkosten für den Werteverbrauch beim Redispatch dienen. Als Orientierung für eine Obergrenze der Vergütung können die Kosten dienen, die alternativ für den Redispatch anfallen würden.

Die Nutzung von Einspeiseprämien an netztechnisch günstigen Standorten kann auch einen Anreiz für systemdienliche Investitionen darstellen (insbesondere in Kombination mit den Maßnahmen, die wir in Abschnitt 6.2 diskutieren). Sie stellen jedoch keine Zubauförderung dar, sondern sie sind ein Element im Marktdesign. Das bedeutet, dass die Einspeiseprämie entfällt, wenn der Nutzen entfällt. Je nachdem, welche Systemdienstleistungen konkret erbracht werden, kann das beispielsweise für einige Kraftwerke bedeuten, dass der Nutzen und damit die Prämie bei der Vollendung des Netzausbaus wegfällt. Dadurch wirkt der zeitliche Anreiz, frühzeitig in Kraftwerke an netzdienlichen Standorten zu investieren, um die Prämie nutzen zu können. Förderungen hätten im Gegensatz dazu die Wirkung, dass die Vergütung weiterhin gezahlt wird, selbst wenn kein positiver Nutzen mehr geschaffen wird.

Auch in diesem Ansatz ist es notwendig, dass Netzbetreiber weiterhin die Möglichkeit von Ultima-Ratio-Werkzeugen (Redispatch, Netzreserve) nutzen können, um den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Durch die

⁷⁷ Darüber hinaus ist die beihilferechtliche Genehmigung von Maßnahmen innerhalb von Gebotszonen ein relevanter Aspekt. Zur Orientierung könnte der „anteilige Werteverbrauch“ dienen, der in der aktuellen Redispatchregelung gewährt wird. Sollte die aktuelle Regelung beim Redispatch beibehalten werden, sollte die Anreizwirkung der Einspeiseprämie den Fehlanreiz mindestens kompensieren.

Einspeiseprämie können lediglich die Häufigkeit und der Umfang der Redispatchmaßnahmen sinken, wohingegen die aktuelle Regelung den Umfang und die Häufigkeit von Redispatchmaßnahmen tendenziell steigert.

6.2 EIN MARKTWIRTSCHAFTLICHES ANREIZSYSTEM ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Bei der Auswahl der passenden Marktdesignanpassungen ist es entscheidend, das relevante Problem auf angemessene Weise zu adressieren. Aufgrund der dezentral verteilten Informationen durch die Vielzahl der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, inklusive der damit einhergehenden individuellen Nutzungspräferenzen, steigt die Komplexität des Gesamtsystems. Für die Transformationsphase und die nachhaltige Organisation der Versorgungssicherheit in einem Stromsystem, das vor allem durch Erneuerbare Energien geprägt ist, ist aufgrund der zunehmenden Komplexität die zielführende Organisation des Anreizsystems entscheidend. Marktakteure sind am besten dazu in der Lage, die dezentral verteilten Informationen über Verbrauchspräferenzen, Flexibilisierungsmöglichkeiten und Erzeugungsoptionen zu bündeln und zu bewirtschaften.

Die Organisation der Versorgungssicherheit in einem dynamischen System erfordert einen antifragilen Ansatz. Antifragilität entsteht, wenn die Rahmenbedingungen schnelles Lernen und schnelle Reaktionen auf sich verändernde Informationen ermöglichen und anreizen. Durch kontinuierliches Lernen in einem dynamischen Marktumfeld entwickeln die Akteure eine stetig zunehmende Resilienz.

Das Absicherungsmodell erfüllt diese Anforderungen, indem es die folgenden Eigenschaften aufweist, die wir im weiteren Verlauf dieses Abschnittes ausführlicher diskutieren. Das Absicherungsmodell:

- reduziert die relevanten Unvollkommenheiten des Strommarktes, die bisher regulatorische Eingriffe erfordert haben.
- ermöglicht den größten Lösungsraum zur Steigerung der Versorgungssicherheit, Flexibilisierung und Innovationsoffenheit.
- integriert in einem Anreizsystem die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien und Absicherung der Versorgungssicherheit, wodurch die Gesamtsystemkosten niedriger sind als bei vollständig geförderten Systemen.

- ist aus politökonomischer Perspektive das robusteste und attraktivste System, da es Förderbedarfe senkt, dadurch den Haushalt entlastet, ohne Umlagen auskommt und ohne beihilferechtliche Genehmigung sofort zügig umsetzbar ist.

Wir diskutieren in diesem Abschnitt, welche Vorteile das Absicherungsmodell für die Transformation und die nachhaltige marktwirtschaftliche Gewährleistung der Versorgungssicherheit hat. Zunächst zeigen wir jedoch auf, weswegen sich zentrale Ansätze nicht dazu eignen, die Ungewissheiten und Komplexitäten der Transformation zielführend zu adressieren.

Zentrale Ansätze sind nicht für die Organisation der Transformation geeignet

Die primäre Eigenschaft zentraler Ansätze ist die Vorgabe wesentlicher Ausgestaltungselemente, die dadurch der marktwirtschaftlichen Allokation entzogen werden. Diese Vorgaben umfassen zwangsläufig die benötigte Menge der Technologien und durch die Produktdefinition und die Beschaffungsprozesse ebenfalls deren technologische Eigenschaften. Das Verlockende an zentralen Ansätzen ist, dass sie die Vorgaben durch komplizierte Methoden und scheinbare Notwendigkeiten begründen. Doch bei genauer Betrachtung halten die Begründungen und die zugrundeliegenden methodischen Annahmen einer kritischen Analyse nicht stand.

Als Begründung für die Notwendigkeit zentraler Ansätze werden häufig Marktunvollkommenheiten genannt. Diese Unvollkommenheiten lassen sich jedoch, neben dem zuvor diskutierten Free-Rider-Problem, zu großen Teilen auf politisch geschaffene Fehlanreize und Ungewissheiten zurückführen. Anstatt diese Fehlanreize aufrechtzuerhalten, um mithilfe von Kapazitätsmärkten kostenintensiv gegen sie anzufördern und damit neue Fehlanreize zu schaffen, empfehlen wir, zielführende Rahmenbedingungen auszugestalten, die das gewünschte Verhalten anreizen. Die folgende Übersicht fasst die wichtigsten Nachteile zentraler Ansätze zusammen:

- **STAATLICHE VORGABEN:** Die Gesamtmenge der Technologien und ihre technologischen Eigenschaften werden auf Basis zentraler Planungsinstrumente vorgegeben, anstatt Verbraucherpräferenzen marktwirtschaftlich abzufragen und wettbewerbliche Allokationsmechanismen wirken zu lassen.
- **PFADABHÄNGIGKEITEN:** Die Trennung des Preissignals in Energie und Leistung- in Kombination mit den politischen Fehlanreizen zu Überkapazitäten - führt zu einer künstlichen Absenkung des Preissignals. Dadurch sinken die Einnahmen von steuerbaren Kapazitäten und

Flexibilitätsoptionen, was wiederum den Marktwert Erneuerbarer Energien senkt. Durch die verzerrten Preissignale wird eine dauerhafte Fördernotwendigkeit für steuerbare Kapazitäten und Erneuerbare Energien geschaffen.

- **GESAMTSYSTEMKOSTEN:** Durch die technologischen Vorgaben wird der Lösungsraum eingeschränkt und das Preissignal verzerrt. In Folge werden Innovationen verdrängt und die Gesamtsystemkosten steigen aufgrund des suboptimalen Pfades kontinuierlich an.
- **POLITISCHE EINFLUSSNAHME:** Die Vielzahl der Stellschrauben bietet viele Möglichkeiten für politische Einflussnahme, wodurch Moral Hazard Elemente integriert werden, die Risiken zugunsten von Unternehmen gesellschaftlich sozialisieren.
- **POLITISCHE FEHLANREIZE:** Indem allokativen Entscheidungen in den politischen Raum verlagert werden, können Feedback-Loops durch Preissignale nicht wirken, wodurch das Streben zu einem Marktgleichgewicht verhindert wird.
- **MARKTABSCHOTTUNG:** Die Vorgabe von Deratingfaktoren auf Basis von administrativ ausgestalteten Modellrechnungen senkt die Wettbewerbsintensität. Flexibilitätsoptionen und Wettbewerb aus dem Binnenmarkt werden auf Basis expliziter und impliziter Modellannahmen strukturell schlechter gestellt.
- **FINANZIERUNGSBEDARF:** Die Zusatzkosten für die zentralen Ansätze erfordern eine Förderung über den Bundeshaushalt oder über eine Umlage auf den Strompreis. Dadurch werden Verteilungsfragen (u. a. zwischen den Verbrauchergruppen) aufgeworfen, die zu politischen Konflikten führen können.

Zentrale Ansätze sind nicht dazu geeignet, komplexe und dynamische Entwicklungen mit einem hohen Maß an technologischen Innovationen zu organisieren. In dezentral bzw. marktwirtschaftlich organisierten Ansätzen können Marktakteure die Vielzahl dezentral verteilter Informationen bündeln und aus einer großen technologischen Auswahl die passenden Lösungen nutzen.

Gezielt Marktunvollkommenheiten beseitigen und Innovationen nutzen

Das Ziel des Marktdesigns ist es, Versorgungssicherheit kostengünstig zu gewährleisten. Das kann erreicht werden, indem alle beteiligten Akteure zieldienlichen Anreizen ausgesetzt sind. Die derzeit noch bestehenden Marktunvollkommenheiten werden durch aktuelle Entwicklungen zunehmend abgebaut. Dadurch wird es möglich, ein Anreizsystem auszugestalten, das dazu

in der Lage ist, die Komplexität der zunehmenden Dezentralisierung marktwirtschaftlich zu organisieren, und die Versorgung unter Berücksichtigung von Verbraucherpräferenzen kostengünstig zu sichern.

Die ökonomisch legitime Begründung für staatliche Eingriffe ist die derzeit noch eingeschränkte Elastizität der Nachfrage. Sie wird jedoch in den nächsten Jahren u. a. aus den folgenden Gründen der Vergangenheit angehören:

- Die Dekarbonisierung der Mobilitäts- und Wärmesektoren steigert die Verbreitung flexibler Verbrauchseinrichtungen (u. a. Elektroautos, Wärmepumpen und Batteriespeicher), die in Summe signifikante Leistungen aufweisen und große Energiemengen zeitlich verschieben können.
- Der Smart-Meter-Rollout liefert Verbrauchern Informationen über ihren Stromkonsum und den damit einhergehenden Kosten.
- Die breite Implementierung aktueller Innovationen (z. B. Batteriespeicher und steuerbarer Verbrauchseinrichtungen) ermöglicht es Verbrauchern, ihre Präferenzen flexibel zu adressieren.
- Die Verbreitung dynamischer Tarife ist aus der Perspektive der Marktorganisation der zentrale Baustein; denn sie synchronisieren das privatwirtschaftliche Interesse mit der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt.

Gelegentlich wird argumentiert, dass Haushaltskunden kein Interesse an einer Auseinandersetzung mit ihrem Stromkonsum und den Preisen haben. Diese Perspektive baut jedoch auf den Rahmenbedingungen der Vergangenheit auf und ist nicht in die Zukunft gerichtet. Zukünftig werden die Informationen und die technologischen Möglichkeiten vorhanden sein, um individuelle Präferenzen zu adressieren. Ob ein Verbraucher sie nutzt, beispielsweise um die Energiekosten zu senken oder den eigenen Konsum CO₂-freier zu organisieren, sollte nicht durch staatliche Annahmen über die Präferenzen der Menschen vorweggenommen werden.

Wenn Verbraucher sich dafür entscheiden, die verfügbaren Informationen und Anreize zu ignorieren, dann ist das ihr gutes Recht. Schließlich ist auch niemand gezwungen, im Supermarkt auf die Preise zu schauen. Aber Bürger sollten die Wahl haben, wie sie ihren Konsum organisieren. Das gilt insbesondere dann, wenn die Alternative in Form staatlicher Vorgaben, zu erheblichen Mehrkosten führt, die zwangsläufig ebenfalls von der Gesellschaft getragen werden müssen.

Für eine marktwirtschaftliche Organisation ist es entscheidend, dass die relevanten Informationen und Anreize für diejenigen Akteure verfügbar sind, die in der Lage sind, zielführend auf sie zu reagieren:

- **INFORMATIONEN:** Verbraucher erhalten zukünftig über Smart-Meter und den dazugehörenden Apps Informationen über den Systemzustand, den CO₂-Gehalt der Stromerzeugung, die EE-Einspeisung und die Strompreise. Versorger erhalten die Informationen über die Präferenzen der Verbraucher; insbesondere die Verbrauchsmuster und die individuellen Preiselastizitäten.
- **ANREIZE:** Verbraucher erkennen, welche Verhaltensweisen ihre Stromkosten und beispielsweise ihren CO₂-Fußabdruck beeinflussen und erfahren Möglichkeiten, sie zu beeinflussen. Versorger haben die Möglichkeit, die Präferenzen der Verbraucher bestmöglich durch passende Produkte zu adressieren und die Informationen für eine langfristige Absicherungsstrategie zu nutzen.

Privatwirtschaftlich verfügbare Informationen und Anreize haben die Möglichkeit die Gesamtsystemkosten deutlich zu senken und damit die gesellschaftliche Wohlfahrt zu steigern. Für die Steigerung der Wohlfahrt spielt auch die die Erfüllung von nicht-monetären Präferenzen eine wichtige Rolle. Wenn politische Entscheidungsträger jedoch Allokationsentscheidungen vorwegnehmen und der Gesellschaft sowie der Wirtschaft auf Basis dieser Entscheidungen Mehrkosten aufbürden, riskieren sie nicht nur die Akzeptanz für die Energiewende, sondern möglicherweise den gesellschaftlichen Frieden.⁷⁸

Für Menschen ist es schwierig, sich in andere Anreizsysteme und Zustände hineinzusetzen. Wenn sich die verfügbaren Informationen und Anreize unterscheiden, wird jedoch ein anderes Verhalten angereizt. Die folgende Case-Study diskutiert exemplarisch, welche Wirkungen Anreizsysteme haben können.

CASE-STUDY: VERHALTENSÄNDERUNGEN DURCH INFORMATIONEN UND ZIELDIENLICHE ANREIZE

In zentralen Ansätzen wird auf Basis von expliziten und impliziten Annahmen ein Verhalten angenommen, damit es möglich wird, technologische Eigenschaften in Form von Deratingfaktoren vorzugeben und die benötigte Gesamtkapazität abzuschätzen. Bei der Modellierung wird zwangsläufig eine fixe Nachfrage angenommen, die vom Modell gedeckt werden muss. Dann können zusätzliche Annahmen über Flexibilitätsoptionen dazu dienen, die Nachfrage in gewissem

⁷⁸ Ein weit verbreitetes Muster gesellschaftlicher Spannungen lässt sich regelmäßig beobachten: Einige Menschen werden der Argumentation scheinbarer Notwendigkeiten folgen. Andere präferieren andere Ansätze für die jeweilige Zielerreichung. Die erste Gruppe wirft der zweiten Gruppe vor, die Ziele nicht erreichen zu wollen und nutzt moralische Argumente. Die zweite Gruppe fühlt sich missverstanden und vorverurteilt, woraufhin reaktive Rechtfertigungen und wiederum Vorwürfe formuliert werden. Anstatt sich auf das Ziel zu verständigen und zu diskutieren, welche Wege am zielführendsten sind, wird die Gruppe der Wohlwollenden geteilt. Üblicherweise profitieren von dieser unnötigen Polarisierung extremere Positionen, wodurch wiederum die Zielerreichung riskiert wird.

Umfang zu verschieben. Eine zentrale Annahme ist, dass das individuelle Verhalten exogen vorgegeben ist. Implizit wird damit angenommen, dass der Verbraucher 8760 Stunden im Jahr den gleichen Preis pro kWh sieht und der Stromverbrauch preisunabhängig ist. Diese Anreizsituation nennen wir Fall 1.

Wenn dieser Verbraucher eine Heimbatterie hat, wird angenommen, dass der Einsatz dieser Batterie unabhängig vom eigenen Verbrauch am Strommarkt optimiert wird.⁷⁹ Implizit wird damit angenommen, dass der Verbraucher einen dynamischen Stromtarif hat, der den systemdienlichen Betrieb der Batterie anreizt. Die zentrale Annahme in Strommarktmodellen ist schließlich die Kostenminimierung. Aus diesen Annahmen folgt beispielsweise in der letzten Auktion in UK, dass eine 1h-Batterie einen Deratingfaktor von 7,74 % hat.

In der Realität befindet sich ein Verbraucher mit Batterie und dynamischen Stromtarif jedoch in einer anderen Anreizsituation (Fall 2). Denn dynamische Tarife und Batterien können ein anderes Verhalten anreizen. Wie eine Person auf diese Anreize reagiert, ist individuell unterschiedlich. Die folgende Gegenüberstellung einer Anreizsituation mit einem fixen Stromtarif (Fall 1) und einem dynamischen Stromtarif (Fall 2) dient lediglich zur Illustration und kann je nach individuellen Präferenzen anders ausfallen.

- **FALL 1:** Eine Person hat einen Batteriespeicher und einen fixen Tarif, der jede Stunde des Jahres den gleichen Preis pro kWh hat. Dann kann der Fall eintreten, dass der Speicher bereits leer ist, wenn er am Abend mit den höchsten Preisen des Jahres und der höchsten Systemknappheit feststellt, dass er sein Lieblingshemd waschen will, weswegen er die Waschmaschine anstellt. Gleichzeitig kocht er sich ein reichhaltiges Abendessen und backt ein Brot im Ofen. Zudem stellt er den Wasserkocher an, um sich einen Tee zu kochen. Weil er es gerne gemütlich hat, trägt er lockere Kleidung und dreht die Heizung (Wärmepumpe) hoch. Parallel lädt er womöglich sein Auto. Dieses Beispiel zeigt, wie willkürlich und wohlfahrtssenkend ein fixer Tarif ist. Es wird das gleiche Verhalten angereizt, obwohl in der beschriebenen Situation der Großhandelspreis womöglich auf 2.000 EUR/MWh ansteigt, während der Strompreis am frühen Morgen womöglich bei -150 EUR/MWh lag.
- **FALL 2:** Wenn jemand einen Batteriespeicher und Zugang zu Preisanreizen hat, dann verhält er sich womöglich anders, mit Blick auf eine mehrtägige Preisprognose. Vielleicht denkt er sich, dass er mit der Energie in seinem Speicher sparsam umgehen möchte (Prospect Theory). Er entscheidet sich

⁷⁹ Im Detail werden Heimspeicher in der Modellierung häufig anders berücksichtigt als Großbatteriespeicher. Die Darstellung erfüllt an dieser Stelle lediglich illustrativen Zweck.

daher am nächsten Tag einfach sein zweitliebstes Hemd anzuziehen. Zudem braucht er das Auto eigentlich für die nächsten Tage nicht zu laden. Er entscheidet sich lieber einen Pulli anzuziehen, anstatt die Heizung (Wärmepumpe) hochzudrehen. Und anstatt etwas Aufwändiges zu kochen und zu backen, entscheidet er sich für ein paar Käsebröte zum Abendessen und statt eines Tees trinkt er lieber ein Glas Wasser.

Der Speicher ist in diesem Fall nicht nur eine Technologie, die bei sonst gleichen Bedingungen (Modellannahme) das exakt gleiche Verhalten bedient. Die beschriebene Person ist mit Speicher in einer anderen Anreizsituation. Sie hat zudem Zugang zu Preissignalen und weiß, dass sie profitieren kann, wenn sie sich sparsam verhält. Ein 2h-Speicher ist durch das Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung definiert. Bei sparsamen Verhalten kann ein Speicher jedoch deutlich länger den Stromkonsum bedienen. Die Kenntnis um den Speicherfüllstand und die Preise entfalten einen Anreiz das Verhalten zu ändern. Je nach persönlichen Präferenzen leidet diese Person nicht unter dieser Verhaltensänderung, sondern freut sich womöglich darüber, Geld zu sparen oder etwas für die Umwelt zu tun. Diese individuellen Präferenzen sollten nicht durch staatliche Entscheidungen vorweggenommen werden.

Das bedeutet nicht, dass alle Menschen sich so verhalten. Es bedeutet lediglich, dass die fixen Modellannahmen nicht berücksichtigen, dass mit der neuen technologischen Infrastruktur und den verfügbaren Informationen andere Anreize wirken, die nicht nur zu einer Verschiebung des Verbrauchs führen können, sondern auch zu einem effizienteren Umgang mit dem Stromkonsum. Beispielsweise führt der TEMPO-Tarif in Frankreich dazu, dass die Verbraucher insgesamt 10 % weniger Strom verbrauchen als die Vergleichsgruppe, zusätzlich zu der 23 % niedrigeren Spitzenlast im Hochpreisfenster (EDF, 2024b).

Wenn über zentrale Vorgaben Deratingfaktoren festgelegt werden und damit eine Technologie aufgrund der falschen Annahme, dass neue Rahmenbedingungen keine veränderten Anreize bieten, verdrängt wird, leidet die Wohlfahrt. Im schlimmsten Fall werden stattdessen teure Kraftwerke gebaut, die teuren Wasserstoff verbrennen, der jedoch mithilfe von H_2 -CfDs teuer heruntersubventioniert wird, wodurch kein Knappheitssignal gesendet wird und sich daher kein systemdienlicher Anreiz entfalten kann.

Die dezentral verteilten Verbraucherpräferenzen lassen sich strukturell nicht durch zentrale Planungsansätze erfassen. Sie können lediglich durch Anreizsysteme orchestriert werden. Die Wohlfahrt steigt einerseits dadurch, dass die Gesamtsystemkosten niedriger ausfallen, und andererseits dadurch, dass

individuelle Präferenzen berücksichtigt werden können, anstatt durch implizite staatliche Vorgaben eine individuelle Verhaltensentscheidung vorwegzunehmen. Auf diese Weise können die integrierten Preissignale zieladäquate Anreize entfalten und es entfällt die Notwendigkeit, die Kosten über den Bundeshaushalt, Fördertöpfe oder Umlagen zu verteilen.

Die aktuell verfügbaren technologischen Möglichkeiten erlauben es, die Marktunvollkommenheiten der Vergangenheit zu überwinden. Stattdessen können individuelle Präferenzen über das preiselastische Verbrauchsverhalten kommuniziert werden.

Fehlanreize durch die Absicherungspflicht beseitigen

Wie wir in Abschnitt 5.6 diskutiert haben, kann es in einigen Marktphasen und durch den Wettbewerb mit Discountern den Fehlanreiz zum Free-Rider-Verhalten geben, bei dem Versorger auf ein seriöses Risikomanagement verzichten und abgeschlossene Lieferverträge nicht vollständig am Terminmarkt absichern. Durch diesen Fehlanreiz sinkt die Nachfrage am Terminmarkt, wodurch dessen Preis ebenfalls unvollständig ist. Dieser unvollständige Preis stellt einen externen Effekt dar, weil die gesellschaftlichen Risikokosten nicht in angemessener Menge internalisiert sind. Als Folge dieses externen Effekts fallen die Erlöse der Erzeuger geringer aus, was zu einer zu geringen Investitionsbereitschaft in Spitzenlastkraftwerke führen kann.

An dieser Stelle setzt die Absicherungspflicht ein. Sie soll die gesellschaftlichen Risikokosten internalisieren, indem das Free-Rider-Verhalten verhindert wird, und dadurch ein vervollständigtes Preissignal auf dem Terminmarkt herstellen. Um jedoch die Kosten für Absicherungsgeschäfte nicht unnötig in die Höhe zu treiben, sollten die Versorger die Möglichkeit haben, neben den üblichen energiebasierten Verträgen auch Optionsprodukte zur Absicherung zu nutzen.

Anstatt ein zusätzliches Marktsegment über Kapazitätsmärkte zu schaffen, das eine dauerhafte Förderung für steuerbare Kapazitäten und Erneuerbare Energien nach sich zieht, kann durch die Absicherungspflicht der Markt und das resultierende Preissignal vervollständigt werden. Hierbei spielen die Präferenzen der Verbraucher eine entscheidende Rolle. Denn ihre Nachfrage nach Absicherung kann direkt abgefragt werden. Die folgende Tabelle zeigt die verschiedenen Leistungsmengen und Tarife im französischen TEMPO-Tarif von EDF.

Abbildung 34: Leistungsoptionen und Tarifstruktur im TEMPO-Tarif von EDF

Tempo-Option (inkl. Steuern)							
Bezogene Leistung (kVA)	Monatliches Abonnement (€ inkl. MwSt./Monat)	Preis pro kWh (cts € TTC/kWh)					
		Blau HC	HP-Blau	Weiß HC	Weiß HP	Rot HC	Rot HP
6	12,96	12,96	16,09	14,86	18,94	15,68	75,62
9	16,16	12,96	16,09	14,86	18,94	15,68	75,62
12	19,44	12,96	16,09	14,86	18,94	15,68	75,62
15	22,45	12,96	16,09	14,86	18,94	15,68	75,62

Quelle: EDF (2024a).

Die Tabelle zeigt in der ersten Spalte, über welche Leistung die Kunden einen Liefervertrag abschließen können.⁸⁰ Wir haben bereits diskutiert, dass durch den Smart-Meter-Rollout die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass Strom ein privates Gut wird. Indem sowohl die Konkurrenz um den Verbrauch als auch die Ausschließbarkeit möglich werden, kann Strom grundsätzlich nach dem üblichen marktwirtschaftlichen Regeln eines privaten Gutes bewirtschaftet werden. Wir haben jedoch auch festgestellt, dass eine Grundversorgung mit Strom positive externe Effekte mit sich bringen kann, weswegen argumentiert werden kann, dass die Absicherung einer Mindestmenge einen wohlfahrtssteigernden Effekt haben kann.

In § 14a EnWG ist festgelegt, dass Verteilnetzbetreiber bei Netzengpässen den Strombezug auf 4,2 kW herunterdimmen können, um eine Netzüberlastung zu verhindern. Grundsätzlich lässt sich diese Logik von der begrenzten Leitungskapazität auch auf die begrenzte Erzeugungskapazität übertragen. Wenn ein Verbraucher beispielsweise 8 kW Strombezug absichern möchte, dann kann der Versorger diese Menge für ihn am Terminmarkt absichern. Für die Entscheidungsfindung kann der Versorger dem Kunden statistische Auswertungen über sein historisches Verbrauchsverhalten zur Verfügung stellen.

Wenn der Verbraucher in einer Situation mehr Strom konsumieren möchte, dann steht dem grundsätzlich nichts im Wege, wenn ausreichend Erzeugungsleistung verfügbar ist. Wenn keine Erzeugungsleistung vorhanden ist oder der Preis über eine mit dem Verbraucher zuvor festgelegte Schwelle ansteigt, dann kann der Verbraucher, wie bei Netzengpässen nach § 14a, auf seine abgesicherte Leistung gedimmt werden. Der Verbraucher sollte also das Preisrisiko für seinen Mehrkonsum tragen (siehe beispielsweise Neon, 2023b) und bei Bedarf

⁸⁰ Für die Umrechnung in kW ist es notwendig, einen Leistungsfaktor anzunehmen, der mit dem Wert in kVA multipliziert wird. Üblicherweise liegen Leistungsfaktoren für Verbrauchsanlagen zwischen 0,9 und 1,0. Bei konservativer Rechnung für einen Haushaltsanschluss kann daher vereinfacht von einem Leistungsfaktor von 0,9 ausgegangen werden.

gedimmt werden. Das entspricht dem üblichen Vorgehen bei nichtspeicherbaren Gütern.

Wenn jemand mit dem Flugzeug verreisen möchte, kann er zum Flughafen gehen und den aktuellen Preis zahlen. Bei einem knappen Kontingent an Sitzplätzen kann der Flugpreis kurzfristig sehr hoch ausfallen. So wie auch auf dem Spotmarkt für Strom der Preis kurzfristig ansteigen kann. Der Kunde hat jedoch auch die Möglichkeit, den Flug einige Zeit im Voraus zu buchen und sich einen günstigeren Flugpreis zu sichern. Dieses Vorgehen entspricht der Preisabsicherung am Terminmarkt für Strom.

Bei Flugreisen haben Kunden ebenfalls die Möglichkeit eine Reiserücktrittsversicherung zu buchen. Dadurch wird die gebuchte Flugreise zu einer Option. Wenn er verreisen möchte, fallen die vollen Kosten an. Wenn er die Flugreise absagt, zahlt er lediglich die Versicherungskosten. Das entspricht im Wesentlichen einer Ergänzung der Strom-Terminmärkte um Optionsprodukte. Akteure auf dem Strommarkt haben bereits Erfahrungen mit Optionsgeschäften gesammelt, wenn sie bilaterale Absicherungsgeschäfte für Kraftwerksausfälle getätigt haben, in Kraftwerksscheiben investiert haben oder an der EEX Cap-Futures gehandelt haben.

Die Absicherungspflicht am Strommarkt ist notwendig, um den Free-Rider-Fehlanreiz zu beseitigen, der zu negativen externen Kosten für die Gesellschaft führen kann, indem zu wenig Kapazität

DURCH DIE ABSICHERUNGSPFLICHT WEDEN DIE RISIKOEXTERNALITÄTEN INTERNALISIERT, WODURCH EIN VOLLSTÄNDIGERES PREISSIGNAL ENTSTEHT, DAS BEI BEDARF NEUE INVESTITIONEN ANREIZEN KANN.

vorgehalten wird. Sollten die Flüge bei einem kurzfristigen Reisewunsch ausgebucht sein, hat der individuelle Kunde Pech gehabt. Am Strommarkt werden die Kunden eines insolventen Discounters im Gegensatz dazu von der Grundversorgung aufgefangen. Aufgrund dieses Unterschieds ist eine Absicherungspflicht am Strommarkt, im Gegensatz zu anderen nichtspeicherbaren Produkten, im gesellschaftlichen Interesse.

Für Verbraucher macht es keinen Unterschied, ob sie aufgrund knapper Netzkapazitäten, knapper Primärenergieversorgung oder knapper Erzeugungskapazitäten gedimmt werden. Wenn sie nicht bereit sind, für die unterbrechungsfreie Versorgung mit Strom zu bezahlen, dann werden sie im Knappheitsfall auf die vertraglich vereinbarte Leistung begrenzt.

An dieser Stelle spielen jedoch auch soziale Faktoren eine Rolle. Bedürftige Kunden können mithilfe des Krisenmechanismus abgesichert werden (siehe

Diskussion in Abschnitt 6.1.1). Wenn ein bedürftiger Kunde beispielsweise in einer Region mit knappen Netzkapazitäten lebt, dann kann eine hohe Kostenbelastung durch begrenzte Transportkapazitäten vergleichbar sein mit einer Primärenergieknappheit. Der Mechanismus kann daher grundsätzlich für die Fälle mit hohen Netzkostenbelastung erweitert werden. Dann können systemdienliche Anreize weiterhin wirken, die Kostenbelastung kann jedoch durch den Mechanismus abgefangen werden.

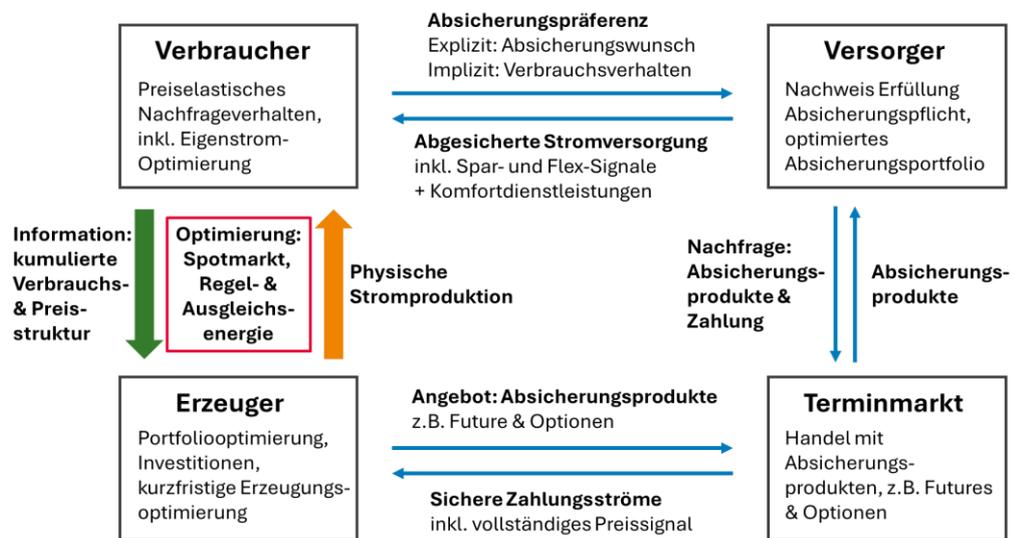
Der wesentliche Vorteil der Absicherungspflicht, und damit der integrierten Bepreisung von Energie und Leistung, ist die Schaffung eines antifrügilen Systems. Indem alle beteiligten Akteure kontinuierlich lernen, auf Preissignale zu reagieren, kann auch in Krisenfällen antrainiertes flexibles Verbrauchsverhalten genutzt werden. Verbraucher lernen, in welchen Zeiten ihr Konsum besonders teuer ist. Und durch die Darstellung ihrer Lastverläufe und über statistische Auswertungen lernen sie ihr Verhalten besser einzuschätzen. Auf dieser Basis können sie Absicherungsmengen buchen und sich auch darüber hinaus systemdienlich

verhalten. Denn wie NEON (2023b) aufzeigt, können Verbraucher auch davon profitieren, wenn sie sich bei hohen Marktpreisen sparsam verhalten.

PREISELASTISCHE VERBRAUCHER
SENKEN NICHT NUR IHRE
STROMRECHNUNG, SONDERN AUCH DIE
STROMRECHNUNG DER ANDEREN
VERBRAUCHER, DA SIE DIE
GESAMTSYSTEMKOSTEN SENKEN.

Versorger können eine große Bandbreite an Produkteigenschaften anbieten. Vertriebe haben daher bei der Produktausgestaltung viele Möglichkeiten zur Differenzierung, auch über die Integration mit ergänzenden Dienstleistungen. Daher kann die Ausweitung dynamischer Tarife von der hohen Wettbewerbsintensität des deutschen Endkundenmarktes profitieren. Bereits heute gibt es Angebote für dynamische Tarife, die eine smarte Infrastruktur inklusive Wärmepumpe, Solaranlage, Heimspeicher und Elektroauto integrieren. Zur Veranschaulichung der Absicherungspflicht stellt Abbildung 35 die Wechselwirkungen zwischen den Akteuren und den Handelsplätzen dar.

Abbildung 35: Wechselwirkungen zwischen den Akteuren und den Handelsplätzen bei der Umsetzung der Absicherungspflicht



Quelle: Eigene Darstellung.

Verbraucher können bei ihrem Versorger die präferierte Leistung absichern, woraufhin die Versorger diese Menge am Terminmarkt beschaffen. In die Beschaffungsstrategie der Versorger kann jedoch auch das preiselastische Verhalten der Kunden einfließen, weswegen Versorger auch zusätzliche Leistung beschaffen können. Versorger können bei der Produktgestaltung beispielsweise zwischen Komfort und Sparsamkeit differenzieren.

Erzeuger bieten am Terminmarkt die entsprechenden Absicherungsprodukte an. Sie haben auf Basis der Nachfrage am Terminmarkt in Kombination mit den vollständigen Preissignalen wichtige Informationen für die Portfoliooptimierung. Darüber hinaus erhalten sie in Echtzeit durch die aggregierte Nachfragestruktur in Kombination mit der Preisstruktur auf den Kurzfristmärkten (grüner Pfeil) weitere wertvolle Informationen für die Portfoliooptimierung. Bei langanhaltenden hochpreisigen Zeitfenstern lohnen sich womöglich Investitionen in (H₂-)Gaskraftwerke und bei kürzeren Lastspitzen eher Speichertechnologien. Versorger und integrierte Unternehmen können zusätzlich in partnerschaftlicher Kooperation mit ihren Kunden zusätzliche Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung eruieren.

Je nach Präferenz können Verbräuche automatisiert gesteuert werden oder über die Verbraucher selbst gesteuert werden. Die Wahlfreiheit sollte aus Akzeptanzgründen stets gewahrt bleiben. Beispielsweise können Versorger zusätzlich zu den Preissignalen auch Systemnachrichten verschicken, um Verbraucher zu einer Verhaltensanpassung anzuregen, bzw. zu „nudgen“ oder direkt auf Verbrauchseinrichtungen zugreifen, um beispielsweise als virtuelles

Kraftwerk Systemdienstleistungen anzubieten. Beim Erlernen des preiselastischen Verbrauchsverhaltens können zudem Bonusprogramme nützlich sein, die im Sinne einer „Gamification“⁸¹ die Steigerung der Motivation mit der Kundenbindung kombinieren.

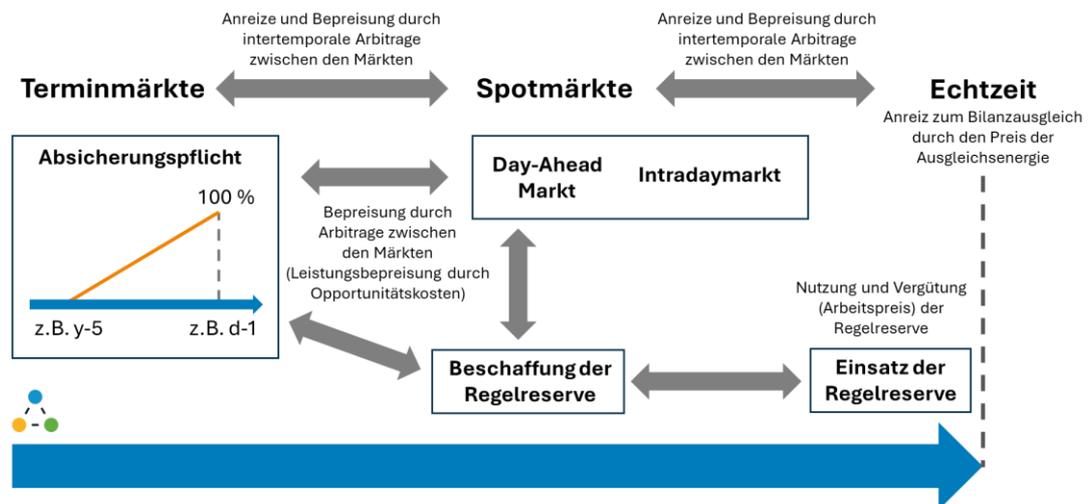
Diese Art der marktwirtschaftlichen Organisation der Versorgungssicherheit wurde bereits durch BDEW (2014) vorgeschlagen. Seitdem haben sich jedoch die technologischen Möglichkeiten weiterentwickelt, weswegen es noch weniger regulatorische Vorgaben braucht, um ein anreizadäquates System auszugestalten. BDEW (2014, S. 6): „Eine wesentliche Eigenschaft des dezentralen Leistungsmarktes ist, dass kein staatlicher Regulierer die vorzuhaltende gesicherte Erzeugungskapazität planwirtschaftlich vorgibt und die Kosten unabhängig vom Verursacher verteilt. Stattdessen wird die Gesamtmenge der vorzuhaltenden VSN durch den tatsächlichen Bedarf der Stromkunden definiert und verursachungsgerecht finanziert. Zudem gewährt der DLM große Freiheiten zur Einbeziehung von Nachfrageflexibilitäten, die den Leistungsbedarf der Stromkunden in Knappheitszeiten verringern können, und ist deshalb vorteilhaft bei der Ausschöpfung von DSM-Potenzialen.“

Die Absicherungspflicht hat jedoch die Möglichkeit, gleichzeitig die Marktunvollkommenheiten der inflexiblen Verbraucher und der Free-Rider-Fehlanreize ursächlich zu adressieren, weswegen eine Slippery Slope hin zu einem zentralen Kapazitätsmarkt verhindert werden kann. Es braucht daher keine zusätzlichen Versorgungssicherheitsnachweise. Die Absicherungspflicht benötigt lediglich ein System zum Nachweis der Absicherung. Das lässt sich inzwischen jedoch softwareseitig vergleichsweise unkompliziert integrieren.⁸² Abbildung 36 stellt die Absicherungspflicht im Marktgefüge dar.

⁸¹ Gamification bezieht sich auf die Nutzung spielerischer Elemente und Prinzipien in nicht-spielerischen Kontexten. Beispielsweise basieren viele Handy-Apps auf diesen Prinzipien, um mithilfe von Belohnungen, Tipps und Herausforderungen (Challenges) die Motivation der Nutzer zur Verhaltensanpassung zu steigern. Manche Menschen lassen sich durch das Sparen von Geld motivieren. Für andere Menschen wirkt das Sparen von CO₂-Emissionen oder die Steigerung des EE-Anteils motivierender. Wieder andere reagieren positiver auf abstrakte Spiele, wie beispielsweise das Füttern eines „Tamagotchi“ oder der Aufbau eines virtuellen Bauernhofs. Durch den Endkundenwettbewerb können die Präferenzen der Kunden individuell adressiert werden.

⁸² Beispielsweise ließe sich das Verbrauchsportfolio unter Berücksichtigung der kumulierten individuellen Lastprofile und der von den Versorgern abgesicherten Spitzenlasten der Summe der dafür vorgesehenen eigenen Kapazitäten, der Terminkontrakte und den Optionsabsicherungen gegenüberstellen. Jede Unterdeckung kann durch entsprechende Signale aufgezeigt werden. Ein verpflichtendes Verlaufsprotokoll kann zudem festhalten, wann und in welchem Umfang Unterdeckungen auftreten. Theoretisch könnte eine aggregierte Aufbereitung (z. B. in Form von Ampelfarben oder Prozentwerten) automatisch an eine regulierende Stelle übermittelt werden, um die Einhaltung nachzuweisen. So lässt sich zusätzlich zur Anreizwirkung der Pönale auch missbräuchliches Verhalten nachweisen, was je nach Umfang und Vorsatz auch strafrechtliche Konsequenzen haben könnte.

Abbildung 36: Illustrative Darstellung der Absicherungspflicht im Marktgefüge⁸³



Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der (intertemporalen) Arbitragemöglichkeiten⁸⁴ zwischen den verschiedenen Marktsegmenten entwickelt sich ein umfangreiches Anreizsystem, wodurch Investoren fundierte Investitionsentscheidungen treffen können. Am Terminmarkt stehen beispielsweise Futures und Optionsprodukte in einem Arbitrageverhältnis. Wenn eines der Produkte ein knapper werdendes Angebot hat, verändert sich auch das Preisgefüge des anderen Produkts. Für die Effektivität der Absicherungspflicht ist es notwendig, einen Zeitpunkt festzulegen, ab dem die Beschaffung starten soll. Cramton et al. (2024) schlagen vor, dass die Absicherungspflicht vier Jahre vor der Erfüllungsperiode von einem Niveau von null Prozent startet und im Zeitverlauf linear ansteigt. Wolak (2021) schlägt vor, dass die verpflichtende Vorlaufzeit fünf Jahre vor der Erfüllungsperiode startet. Die verpflichtende Absicherung der erwarteten Spitzenlasten führt jedoch dazu, dass sich die Preise durch intertemporale Arbitrage ebenfalls am Terminmarkt vervollständigen. Daher besteht für Versorger der Anreiz, mit langer Vorlaufzeit Absicherungsgeschäfte zu tätigen, um sich, wie beim Buchen eines Flugtickets, günstigere Preise sichern zu können. Für Erzeuger besteht der Anreiz, sich langfristig die Stromerzeugung oder die verfügbare Leistung vergüten zu lassen. Ausschlaggebend für die

⁸³ In der Regelreserve gibt es zwar eine leistungsorientierte Vergütung für die Vorhaltung der verschiedenen Reserveprodukte, diese „Kapazitätsvergütung“ basiert jedoch nicht auf den Fixkosten der kontrahierten Anlagen, sondern auf den Opportunitätskosten der entgangenen Vergütung von den anderen Marktsegmenten.

⁸⁴ Arbitrage bezieht sich auf die Angleichung von Preisen auf miteinander zusammenhängenden Märkten durch Handelsgeschäfte. Wenn der Preis in einem Marktsegment günstiger ist als in einem anderen Segment, steigt dort die Nachfrage, bis sich die Preise angleichen. Auf diese Weise stärken Arbitrageschäfte die Belastbarkeit von Preissignalen, wodurch Investoren eine fundiertere Basis für Investitionstätigkeiten haben.

Preisfindung sind, wie bei allen marktwirtschaftlichen Transaktionen, die Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung.

Damit Versorger der Absicherungspflicht nachkommen, ist dennoch eine Pönale notwendig. Sie sollte ausreichend hoch gewählt sein, so dass ein „Gaming“ in jedem Fall unwirtschaftlich ist. BDEW (2014) schlägt für die Ausgestaltung einen Multiple vor. So könnte eine Unterdeckung beispielsweise mit dem Vierfachen des Absicherungspreises zum Zeitpunkt der Unterdeckung geahndet werden.

Darüber hinaus bedarf es voraussichtlich keines Aufschlags im Bilanzkreissystem, wenn die über den Terminmarkt abgesicherte Menge durch kurzfristigen Zusatzkonsum überschritten wird.⁸⁵ Das bestehende Bilanzkreissystem reizt bereits ausgeglichene Bilanzkreise an und sendet ebenfalls über die intertemporale Arbitragelogik die passenden Preissignale an die Spot- und Terminmärkte. Die Zusatzkosten, die bei Zusatzverbräuchen anfallen, werden vom Versorger lediglich den jeweiligen Verbrauchern zugeordnet, wodurch das System die adäquaten Anreize entfalten kann.

Marktakteure finden die passenden Lösungen

Bei der Absicherungspflicht gibt es die größtmögliche technologische Offenheit. Versorger identifizieren den Bedarf für Absicherungen unter Berücksichtigung der Präferenzen und Eigenschaften der Verbraucher. Dabei bestehen auf Kundenseite viele Möglichkeiten der Kostenoptimierung. Insbesondere industrielle Verbraucher können sich entscheiden, wieviel ihrer Last sie über den Terminmarkt absichern wollen und welche Möglichkeiten bestehen, ihren Konsum zu flexibilisieren und durch Effizienzmaßnahmen zu senken.

Erzeuger können ein Portfolio verschiedener Technologien nutzen, um Energie- und Optionsprodukte anzubieten. Wenn die Preise am Terminmarkt Knappheit signalisieren, können sie die höheren Preise nutzen und in eine Bandbreite an Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen investieren.

Versorger können bei der Produktgestaltung kreativ werden und günstigere Preise anbieten, wenn die verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen zur Optimierung genutzt werden können. Es gibt bereits Produkte am Markt, die beispielsweise Autobatterien oder Heimspeicher in Kombination mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu virtuellen Kraftwerken zusammenschließen und zusätzlich Systemdienstleistungen anbieten. Diese Produkte berücksichtigen die Präferenzen der Verbraucher, senken ihre Kosten

⁸⁵ Auch wenn aus aktueller Perspektive keine Handlungsnotwendigkeit besteht, sollte das Anreizsystem dennoch kontinuierlich geprüft werden, um im Bedarfsfall Anreizlücken zu identifizieren und zu korrigieren.

und schaffen einen signifikanten Wohlfahrtseffekt. Sie ließen sich jedoch kaum in regulatorische Kapazitätsprodukte integrieren, weswegen derart innovative Ansätze durch Kapazitätsmärkte verdrängt würden. Für die marktbasierete Organisation der Absicherungspflicht eignen sie sich jedoch durchaus.

Der wesentliche Vorteil der Absicherungspflicht ist die Offenheit für Innovationen. Innovationen stellen Unwissbarkeiten dar. Es ist daher nicht möglich, regulatorische Kapazitätsprodukte zu entwickeln, die auch die unbekannteten Eigenschaften von technologischen Innovationen berücksichtigen. Bei der Absicherungspflicht können sie jedoch problemlos integriert werden; entweder auf Erzeugerseite als Bestandteil des Portfolios oder auf Verbraucherseite, um die eigene Absicherung und Flexibilisierung zu steigern. Bei der Integration technologischer Neuerungen spielt dann ausschließlich der Mehrwert eine Rolle für den Erfolg am Markt und nicht, ob Regulierer bereit sind, Produktdefinitionen anzupassen, was wiederum Nachteile für bestehende Technologien haben kann. Statt politische Diskussionen entscheiden zu lassen, können Marktakteure die jeweils passenden Technologien nutzen.

In Kombination mit den im Abschnitt 6.1.2 diskutierten Anpassungen, können Produkte auch regionale Eigenschaften aufweisen. Sie können beispielsweise den Konsum von lokalen Erneuerbaren Energien maximieren oder unter Berücksichtigung der dynamischen Netzentgelte auch einen erheblichen systemischen Mehrwert liefern. Bei Bedarf können auch lokale Investitionen angereizt werden, um den lokalen Kundennutzen zu steigern, ohne dass die einheitliche Gebotszone aufgelöst werden muss.

Integriertes Anreizsystem für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Integration Erneuerbarer Energien

Die Absicherungspflicht reizt inhärent die Flexibilisierung der Nachfrage an. Dabei kann auch die Eigenerzeugung systemdienlich berücksichtigt werden.⁸⁶ Industrielle Verbraucher können über die Flexibilisierung mehrere Effekte gleichzeitig realisieren. So können sie den EE-Anteil über Eigenerzeugung oder PPA mithilfe verschiedener Flexibilitätsoptionen steigern und gleichzeitig ihre Absicherungsnotwendigkeit senken.

Aus Sicht des Gesamtsystems schafft die Absicherungspflicht ein integriertes Anreizsystem, das kostengünstig die Versorgungssicherheit gewährleistet und

⁸⁶ Im Tempo-Tarif von EDF gibt es beispielsweise eine Komponente in Höhe von 8,88 EUR/Monat, die vermutlich dazu genutzt wird, die Netzkosten zu kompensieren (EDF, 2024a).

die Integration Erneuerbarer Energien fördert. Somit sinken nachhaltig die EE-Förderkosten. In Kapazitätsmärkten werden im Gegensatz dazu die Einnahmemöglichkeiten am Strommarkt durch steuerbare Kapazitäten und Erneuerbare Energien langfristig geschwächt, woraus eine dauerhafte Fördernotwendigkeit für beide Segmente erwächst. In Summe steigen durch die geschaffenen Pfadabhängigkeiten und den eingeschränkten Wettbewerb durch Kapazitätsmärkte dauerhaft die Gesamtsystemkosten.

Bei der Absicherungspflicht werden Produkte und Services entstehen, die beispielsweise mithilfe von Apps alle relevanten Informationen für alle Verbrauchergruppen bereitstellen, um die jeweiligen Präferenzen zu adressieren; die EE-Einspeisung, der CO₂-Gehalt der Stromerzeugung, die Lastsituation im Verhältnis zur gewählten Absicherung und die aktuellen Preise unter Berücksichtigung der dynamischen Netzentgelte.

Durch die Integration der relevanten Informationen und der zieladäquaten Anreize lassen sich alle Systemelemente zu einem wohlfahrtssteigernden Anreizsystem integrieren. Anstatt Externalitäten über eine zunehmende Anzahl von Fördertöpfen zu finanzieren, werden durch die Integration der relevanten externen Effekte vollständigere Preissignale geschaffen, die alle Akteure zu systemdienlichem Verhalten anreizen.

Ein politökonomisch robustes System

Politische Entscheidungsträger haben in der Regel eine Präferenz für eine zusätzliche Absicherung. Die bestehende Kapazitätsreserve ist daher eine ideale Ergänzung, um auf unkalkulierbare Entwicklungen vorbereitet zu sein. Für die Kompatibilität mit der Absicherungspflicht ist es jedoch entscheidend, dass die Kapazitätsreserve weiterhin ausschließlich außerhalb des Marktes eingesetzt wird.

Gelegentlich wird vorgeschlagen, sie wie andere strategische Reserven bei niedrigeren Strompreisen einzusetzen. Dadurch würde sie jedoch die Anreize für eine Absicherung reduzieren, im Zeitverlauf anwachsen und somit Ungewissheiten über das zukünftige Marktdesign erwecken. Die aktuelle Ausgestaltung ist die bestmögliche Ergänzung für die Absicherungspflicht, um ebenso, wie die sozialen Krisenabsicherungsinstrumente, zukünftigen Diskussionen über Änderungen des Marktdesigns vorzubeugen. Schließlich ist die Stabilität der Rahmenbedingungen für ein positives Investitionsklima von herausragender Bedeutung.

In Summe führt die Integration der in dieser Studie vorgeschlagenen Weiterentwicklungen zu einem konsistenten und robusten Anreizsystem. Einerseits werden alle relevanten Knappheiten in das preisbasierte Anreizsystem integriert, um die Wohlfahrt nachhaltig zu steigern. Andererseits werden politökonomische Aspekte mit dem Ziel adressiert, stabile Rahmenbedingungen zu schaffen. Es braucht keine politischen Diskussionen um Abschöpfungen, Deratingfaktoren oder Verteilungsfragen. Die relevanten Anreize werden in den Marktpreisen für Strom gebündelt, wodurch es keiner neuen Förderung bedarf, die den Bundeshaushalt oder andere Fördertöpfe belasten, bzw. eine neue Umlage erfordern würde.

Die Absicherungspflicht lässt sich ideal in den Binnenmarkt integrieren, da Marktakteure die bestehenden grenzüberschreitenden Handelsprodukte nutzen können. Auch potenzielle neue Absicherungsprodukte stünden dem grenzüberschreitenden Handel offen. Der Ansatz erfordert zudem keine beihilferechtliche Genehmigung, da er lediglich die europäische Strommarktrichtlinie umsetzt. Dadurch ist der Mechanismus schneller umsetzbar als andere Kapazitätsmechanismen.

In Summe wird durch die Absicherungspflicht ein marktwirtschaftlich und politökonomisch stabiles Anreizsystem geschaffen, das einen verlässlichen Investitionsrahmen für die Transformation darstellt. Darüber hinaus ist es in der Lage, technologische Innovationen bestmöglich zu integrieren, weswegen er das Potenzial hat, auch über die Transformation hinaus ein nachhaltig tragfähiges Marktdesign darzustellen.

Wie bereits erwähnt, ist es für Menschen schwer vorstellbar, wie sich ihre Wahrnehmung ändert, wenn sie sich in einer anderen Anreizsituation befinden. In einer Energiekrise gehen alle davon aus, dass die Preise auch in Zukunft hoch bleiben werden, was u. a. Diskussionen über Industriestrompreise auslöst. Wenn das Preisniveau zu niedrig ist, befürchten Investoren, dass sie auch in Zukunft zu niedrig sein werden, weswegen sie sich Fördersysteme wünschen. Ein integriertes nachhaltiges Marktdesign mit vollkommeneren Preisen führt dazu, dass die Anreize durch die offenbaren Präferenzen und Zahlungsbereitschaften der Verbraucher ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit zu den geringstmöglichen Gesamtsystemkosten gewährleisten.

7 Zusammenfassung und Fazit

In dieser Studie gehen wir der Frage nach, wie die Versorgungssicherheit im Stromsektor auch zukünftig bestmöglich gewährleistet werden kann.

Die Antwort auf diese Frage wird derzeit kontrovers diskutiert. Die Debatte reicht von einer Stärkung des Strommarktes bis hin zu einer Einführung von staatlich organisierten Kapazitätsmärkten. Die Studie kommt zu dem Ergebnis: Der Strommarkt kann auf eine Weise weiterentwickelt werden, die eine marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit stärkt und die benötigten Kapazitäten aus dem Markt heraus anreizt. Dafür bietet eine zielführende Umsetzung der Absicherungspflicht, die seit der jüngsten Reform der europäischen Strommarkttrichtlinie vorgegeben ist, die passenden Ansatzpunkte. Derzeit wird ein Umsetzungsansatz dieser Absicherungspflicht diskutiert, die in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) von Consentec (2023) unter dem Begriff „Strommarkt-Plus“ vorgestellt wurde.

Aus politökonomischer Sicht ist dies auch für die öffentliche Hand die kostengünstigste und robusteste Maßnahme mit dem geringsten Umsetzungsaufwand. Auch aus europarechtlicher Perspektive ist sie das ideale Instrument, um den Binnenmarkt zu stärken. Damit hat sie europarechtlich den Vorteil der sehr schnellen Umsetzbarkeit. Die Absicherungspflicht stellt eine Weiterentwicklung dar, weswegen sie zügiger umgesetzt werden kann als eine vollständige und fehleranfällige Neuorganisation der Anreizsystematik.

Müssen wir wirklich alles fördern?

Die Antwort auf die Frage ergibt sich, wenn wir darauf schauen, was den Strommarkt derzeit behindert:

- **POLITISCHE FEHLANREIZE:** Aus spieltheoretischer Sicht signalisiert der politisch angekündigte Kohleausstieg „idealerweise“ bis 2030 in Kombination mit der Diskussion um Kapazitätsmechanismen einen klassischen Fehlanreiz für Investoren, denn sie können sich entscheiden: Entweder sie investieren oder sie warten und erhalten später für die Investition eine staatliche Förderung. In der Marktorganisation stellt sich somit die Frage, ob die unternehmerischen Risiken von der Gesellschaft getragen werden soll, obwohl sie diese nicht sinnvoll bewirtschaften kann. Aufgrund dieses Fehlanreizes ist Investitionszurückhaltung (Attentismus) ein rationales Verhalten.

- **MARKTUNVOLLKOMMENHEITEN:** Externe Effekte aufgrund von Marktunvollkommenheiten erfordern regulatorische Anpassungen, damit Preissignale ihre Wirkung entfalten können.
 - **EINGESCHRÄNKTE PREISELASTIZITÄT DER NACHFRAGE:** Bisher konnten Stromverbraucher noch nicht in ausreichendem Maße preiselastisch reagieren, um ihre Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung zu signalisieren.
 - **FREE-RIDER-PROBLEM:** Versorger, die ihre Lieferverpflichtungen nicht am Terminmarkt absichern, erzeugen eine Risikoexternalität, die zu einem unvollständigen Preissignal an den Terminmärkten führt und damit zu wenig steuerbare Leistung anreizt.
- **UNGEWISSHEITEN:** Derzeit gibt es eine Reihe von (politischen) Ungewissheiten, die für die Unternehmen schwer zu bewirtschaften sind. Dazu gehören folgende Fragen: Wie wird der Kohleausstieg staatlich oder über den Markt organisiert? Wird zukünftig in die Preisfindung eingegriffen? Wie verlässlich ist der Reduktionspfad im europäischen Emissionshandel? Wie entwickelt sich der Wasserstoffmarkt? Wie sieht die Zukunft der Gebotszone aus? Aufgrund dieser Ungewissheiten sind privatwirtschaftliche Investitionen derzeit gehemmt.
- **KOMPLEXITÄT:** Die zunehmende Dezentralisierung durch neue Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien erhöht die Komplexität des Marktgeschehens. Aus dieser Komplexität folgen Anforderungen an die Marktorganisation. Eine zentrale Steuerung erfordert kontinuierliche Nachjustierungen, wodurch die Ungewissheit für Marktakteure und die regulatorische Komplexität selbst ansteigen.

Was sind die ökonomischen Hintergründe für eine marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit?

Das passende Marktdesign für die Transformationsphase und darüber hinaus integriert die Anreize für eine sichere Stromversorgung und die Integration Erneuerbarer Energien in einem kostengünstigen Gesamtsystem.

- **MARKTORGANISATION:** Die marktwirtschaftliche Organisation umfasst die Allokationsaufgaben vollumfänglich und orchestriert mithilfe von Preissignalen das zieladäquate Verhalten der Marktakteure. Im Gegensatz dazu werden bei wettbewerblichen Ausschreibungen viele Allokationsaufgaben von der zentralen Stelle vorweggenommen.
- **WETTBEWERB:** Erst der marktwirtschaftliche Wettbewerb offenbart die notwendigen Informationen für die effiziente Allokation. Zudem entfaltet der Wettbewerb, inklusive der dazugehörigen Risiken, die relevanten

Anreize für die Marktakteure, um ein kostengünstiges Stromsystem evolutorisch zu entwickeln.

- **MARKTWIRTSCHAFTLICHE ANREIZE:** Damit Anreize ihre Wirkung entfalten können, sind vollständige Preise notwendig, die Zahlungsbereitschaften und externe Effekte internalisieren, um die passenden Investitionen anzureizen.
- **VERSORGUNGSSICHERHEIT:** Damit Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet werden kann ist eine vollständige Betrachtung der Wertschöpfungskette notwendig: Energiesicherheit, Generation Adequacy, System Adequacy und Nachfrageflexibilität. Der alleinige Fokus auf Umwandlungstechnologien kann die Versorgungssicherheit sogar reduzieren, wenn dadurch technologische Konzentrationen angereizt werden, die systemische Risiken steigern. Die Nutzung einer Bandbreite an Technologien stärkt daher die Versorgungssicherheit.
- **DYNAMISCHE SYSTEMANPASSUNG:** In einem dynamischen System mit steigenden dezentralen Verbrauchstechnologien und hohen EE-Anteilen, verändern sich die Anforderungen an die Lastdeckung. Anstatt Spitzenlastkraftwerke für wenige Lastspitzen vorzuhalten, können (unkonventionelle) Flexibilitätsoptionen Angebot und Nachfrage kostengünstiger zusammenführen. Die passenden Technologien regulatorisch zu bestimmen, steigert die Gesamtsystemkosten.
- **BINNENMARKT:** Die Nutzung verschiedener Technologien im Binnenmarkt stärkt die Versorgungssicherheit (Portfolioeffekt). Zudem kann aufgrund der europaweiten Durchmischung von EE-Einspeisungen und Verbrauchsmustern ein hohes Versorgungssicherheitsniveau mit weniger Kapazität erreicht werden, wodurch die Gesamtsystemkosten niedriger ausfallen.
- **FLEXIBLE VERBRAUCHER:** Der Nutzen flexibler Verbraucher liegt nicht nur im flexiblen Verbrauchsverhalten, sondern vor allem in der Offenbarung von Zahlungsbereitschaften, die sie durch ihr flexibles Verbrauchsverhalten signalisieren. Dadurch tragen sie zu einem kostengünstigen Gesamtsystem bei und senden fundierte Investitionssignale an Investoren.

Warum sind selektive Mechanismen und Kapazitätsmärkte ungeeignet?

Ein Kraftwerksförderprogramm und damit auch Kapazitätsmärkte führen zu Pfadabhängigkeiten mit langfristigen Fördernotwendigkeiten aller Systemelemente und erhöhen dadurch dauerhaft die Gesamtsystemkosten. Die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen entsprechen eher typischen

Förderprogrammen als einem nachhaltigen Marktdesign, wie die Erfahrungen mit US-amerikanischen und europäischen Kapazitätsmärkten zeigen. Sie verstärken die bestehenden Marktunvollkommenheiten und verhindern dadurch eine marktwirtschaftliche Organisation der Energieversorgung.

- **SELEKTIVE MECHANISMEN:** Wie die politischen Diskussionen und die Entwicklung der Kraftwerksstrategie (KWS) verdeutlichen, sind selektive Kapazitätsmechanismen, die nur ausgewählte Technologien fördern, mit politischen Ungewissheiten behaftet und anfällig für politische Einflussnahme (Rent Seeking). Sie verdrängen andere (innovative) Technologien und verzerren daher den Wettbewerb (auch im Binnenmarkt). Zudem schaffen sie Pfadabhängigkeiten für weitere Förderungen und Regulierungseingriffe.
- **KAPAZITÄTSRESERVE:** Die Kapazitätsreserve kann in wettbewerblichen Strommärkten die Versorgung absichern, ohne den Strommarkt zu verzerren. Aufgrund des ausschließlichen Einsatzes nach ausbleibender Markträumung bleiben die marktwirtschaftlichen Anreizsignale erhalten. Daher reicht eine kleine Kapazitätsreserve aus, die lediglich seltene und unberechenbare Ungewissheiten absichert.
- **DEZENTRALE UND HYBRIDE KAPAZITÄTSMÄRKTE:** Aufgrund verschiedener Regelungsnotwendigkeiten neigen dezentrale und hybride Kapazitätsmechanismen im Zeitverlauf zu politischen Nachjustierungen, wodurch sie sich zentralen Kapazitätsmärkten annähern.
- **ZENTRALE KAPAZITÄTSMÄRKTE:** Um den Spagat zwischen Marktmachtbegrenzung und notwendigen Investitionsanreizen zu bewältigen, beinhalten zentrale Kapazitätsmärkte ein umfangreiches Regelungsinstrumentarium mit vielen administrativ festzulegenden Stellschrauben.
 - Marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen werden durch zentrale Festlegungen ersetzt. Die Annahme, dass es nur eine technische Lösung für den Umgang mit Dunkelflauten gibt, impliziert, dass es keiner marktwirtschaftlichen Allokation bedarf. Es gibt jedoch eine Vielzahl von Lösungsoptionen, die den Bedarf an thermischen Kraftwerken beeinflussen. In einem sich dynamisch entwickelnden System führt die administrative Festlegung des Kapazitätsbedarfs auf Basis von Annahmen über die Zukunft strukturell zu Überkapazitäten, die (innovative) Lösungsansätze verdrängen.
 - Die technologiespezifischen Vorgaben (insb. Deratingfaktoren), die in Kapazitätsmärkten erforderlich sind, um den jeweiligen Beitrag einer Technologie zur Versorgungssicherheit abzuschätzen und dadurch die Kapazitätszahlung zu bestimmen, werden mit Hilfe von

zentralen Planungsinstrumenten festgelegt. Damit bestimmen administrative Annahmen über die Zukunft die zukünftige Wirtschaftlichkeit der teilnehmenden Technologien. Der Wettbewerb im Binnenmarkt und zwischen den (innovativen) Technologien wird durch die administrative Festlegung der Deratingfaktoren u.a. für Speicher verzerrt.

- Die Produkteigenschaften des Kapazitätsmarktes (Vorlaufzeit, Bestimmung der Deratingfaktoren, etc.) orientieren sich zwangsläufig an den Eigenschaften thermischer Kraftwerke. In Kombination mit den politökonomischen Anreizen für Überkapazitäten werden Flexibilitätsoptionen und technologische Innovationen verdrängt. Dies führt zu einer verringerten Flexibilität des Strommarktes, wodurch die Marktwerte der Erneuerbaren Energien sinken, und ein langfristiger Förderbedarf entsteht. In der Summe steigt der Förderbedarf für alle Systemelemente, was die Gesamtsystemkosten dauerhaft erhöht.
- Aufgrund von Gebotsgrenzen und Abschöpfungsinstrumenten nähern sich stark regulierte Kapazitätsmärkte einer Cost-Plus-Regulierung mit wettbewerblichen Mitteln an. Das bedeutet eine administrative Festlegung von Erlösen anstatt durch Erkundungsprozesse des Marktes. Die Umverteilung unternehmerischer Risiken auf Wirtschaft und Gesellschaft schafft politökonomische Fehlanreize (Moral Hazard) und Externalitäten, da marktwirtschaftlich sinnvolle Risiken nicht mehr adäquat bewirtschaftet werden können.
- Die Vielzahl der festzulegenden Stellschrauben (Kapazitätsnachfrage, Deratingfaktoren, Gebotsgrenzen, Abschöpfungsinstrumente, etc.) reizt politische Einflussnahme (Rent Seeking) und kontinuierliche Diskussionen um Nachregulierungen an, wodurch politische Ungewissheiten für alle Akteure auf dem Strommarkt ansteigen, nicht nur für die Teilnehmer am Kapazitätsmarkt.
- Kapazitätsmärkte erfordern eine Finanzierung der Förderung über den Bundeshaushalt oder eine Umlage. Die Erfahrungen aus der Diskussion um den Industriestrompreis haben gezeigt, dass die Kostenverteilung dieser Mittel von politischen Auseinandersetzungen und Verwerfungen in der Wirtschaft begleitet werden und auch zu dauerhaften Ungewissheiten führen wird. Die Hauptkosten von Kapazitätsmärkten liegen jedoch nicht in den direkten Förderkosten, sondern in der Pfadabhängigkeit durch Technologieverdrängung, die weitere dauerhafte Fördernotwendigkeiten schafft. Im Ergebnis verursacht ein Kapazitätsmarkt zusätzliche externe Effekte, es

kommt zu einem Rutschbahneffekt (Slippery Slope) und es führt zu einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten.

Die Instrumente der Kapazitätsförderung sind in einem dynamischen Strommarkt mit hoher Erneuerbaren-Durchdringung nicht geeignet, die Versorgungssicherheit zu organisieren. Einzelne Technologien auf Basis heutiger Annahmen über die Zukunft auszuwählen und Flexibilitätsoptionen sowie innovative Lösungen zu verdrängen, führt jedoch zu Pfadabhängigkeiten mit dauerhaft erhöhten Gesamtsystemkosten.

Aufgrund des zuvor diskutierten Fehlanreizes zur Investitionszurückhaltung dürfte bei einer Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt der Attentismus anhalten. Denn es erfordert eine mehrjährige Einführungsphase, bis alle Detailregelungen für Investoren kalkulierbar sind. Es ist typisch für Fehlanreize, dass sich trotz guter Intention und klarem Zielbild das entgegengesetzte Ergebnis einstellt.

Welche Rahmenbedingungen können die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit verbessern?

Der erste Schritt auf dem Weg zu einem nachhaltigen Marktdesign ist die Gestaltung zielführender Rahmenbedingungen, die bestehende Ungewissheiten und Friktionen reduzieren, damit Preissignale ihre Anreizwirkung entfalten können. Das umfasst folgende Punkte:

- **KRISENMECHANISMUS:** Um Entscheidungsträger in Krisen- und Knappheitssituationen zu entlasten, bedarf es eines Mechanismus, der in der Lage ist, soziale und wirtschaftliche Härten gezielt zu adressieren, anstatt in die Preisbildung einzugreifen und damit marktwirtschaftliche Allokationsmechanismen einzuschränken.
- **STEIGERUNG DER NACHFRAGEELASTIZITÄT:** Der Hauptnutzen elastischer Nachfrager liegt nicht in ihrer technischen Flexibilität, sondern in der Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung. Auf diese Weise werden belastbare Investitionsanreize gesendet. Für Privatkunden sollten der Smart-Meter-Rollout und die Nutzung dynamischer Tarife zügig umgesetzt werden. Für größere Verbraucher empfiehlt sich eine Weiterentwicklung der Sondernetzentgelte nach § 19.2 StromNEV, die gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Betriebe im Blick hat.
- **STÄRKUNG DES EMISSIONSHANDELS:** Der Reduktionspfad des europäischen Emissionshandels sollte das primäre

Dekarbonisierungsinstrument sein. Die Glaubwürdigkeit des Instruments sollte politisch gestärkt werden, damit Investitionssignale ihre Wirkung entfalten können.

- **KEINE VERZERRENDE H₂-FÖRDERUNG:** Eine Förderung der operativen H₂-Verstromung, beispielsweise durch H₂-Differenzverträge (H₂-CfDs), würde Flexibilitätsoptionen und andere Technologien verdrängen. Dieser Eingriff in die Allokation würde nicht nur dauerhaft die Gesamtsystemkosten steigern, sondern auch die Versorgungssicherheit senken. Es würden Abhängigkeiten von einem Brennstoff hervorgerufen, dessen Verfügbarkeit und Kosten derzeit ungewiss sind.
- **REALISIERUNGSZEITEN BESCHLEUNIGEN:** Die Möglichkeit, Investitionen schnell zu realisieren, steigert die Versorgungssicherheit und die wirtschaftliche Handlungsfähigkeit.
- **RÄUMLICHE ALLOKATIONSSIGNALE NUTZEN:** Innerhalb der Strompreiszone gibt es derzeit keine räumlichen Allokationssignale, wodurch für Investoren eine Ungewissheit über die zukünftige Gebotszonenkonfiguration besteht. Indem die externen Kosten der knappen Transportinfrastruktur in die Preissignale internalisiert werden, können Netzengpässe verringert werden, wodurch das Vertrauen der Investoren in die Beibehaltung der Gebotszone gestärkt werden kann.
- **DYNAMISCHE ANREIZE FÜR DIE NETZNUTZUNG:** Knappe Transportkapazitäten auf allen Netzebenen verursachen externe Kosten. Durch die Internalisierung dieser externen Kosten in Form von zeitlich dynamischen Anreizen für die Netznutzung, kann das Redispatchvolumen und das Dimmen nach § 14a EnWG reduziert werden. Zudem ermöglicht die Allokation über Preissignale den Nutzen des Stromkonsums zu berücksichtigen.
- **FEHLANREIZE BEIM REDISPATCH KORRIGIEREN:** Beim Redispatch wird der anteilige Werteverbrauch (anteilige Finanzierung der Fixkosten) vergütet. Dieser Werteverbrauch fließt in das Gebotsverhalten am Strommarkt ein, wodurch netztechnisch günstige Anlagen seltener einen Zuschlag erhalten. Dadurch werden Netzengpässe verstärkt, weshalb die Anlagen anschließend im Redispatch eingesetzt werden müssen. Der positive externe Effekt netztechnisch günstiger Anlagen könnte stattdessen durch eine Einspeiseprämie anerkannt werden, wodurch Netzengpässe durch mehr Zuschläge am Strommarkt reduziert würden. Diese Prämien würden zudem zügige Investitionen in netztechnisch vorteilhafte Standorte belohnen.

Warum ist die Absicherungspflicht Kapazitätsmärkten überlegen?

Ein nachhaltiges Marktdesign korrigiert Marktunvollkommenheiten und reizt die sichere Stromversorgung marktwirtschaftlich an. Die Vorgaben der europäischen Strommarkttrichtlinie zur Absicherungspflicht, können die relevanten Marktunvollkommenheiten des Strommarktes ursächlich korrigieren, wodurch die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit gestärkt wird. Die folgenden Elemente sind Teil der Absicherung:

- Versorger, die ihre Lieferverpflichtungen nicht am Terminmarkt absichern, erzeugen eine negative Risikoexternalität, wie in der Energiekrise anhand der Insolvenzen und der Aufnahmepflicht in die Grundversorgung deutlich wurde. Durch dieses „Free-Rider-Verhalten“ unterbleibt die umfassende langfristige Absicherung von Lieferverpflichtungen über den Terminmarkt.
- Aufgrund des geringeren Absicherungsniveaus haben Investoren ihrerseits weniger Anreize, in steuerbare Leistung zu investieren. Eine Absicherungspflicht behebt diese Marktunvollkommenheit. Indem über geeignete Absicherungsprodukte der Wert von Versorgungssicherheit am Terminmarkt unmittelbar sichtbar wird, entstehen Anreize, in steuerbare Leistung zu investieren.
- Verbraucher können auf Basis ihrer bisherigen Verbrauchsstruktur bestimmen, wie viel Leistung sie absichern wollen. Auf diese Weise wird die zweite relevante Marktunvollkommenheit behoben, denn Verbraucher können explizit über den Absicherungswunsch und implizit über ihr flexibles Verbrauchsverhalten ihre Zahlungsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung signalisieren.
- Investoren profitieren von den Investitionssignalen auf Basis individueller Zahlungsbereitschaften. Das Risiko einer dauerhaften Regulierungsspirale sinkt, wodurch die Ungewissheit über unkalkulierbare zukünftige Regeländerungen reduziert wird.
- Durch die Absicherungspflicht wird die Flexibilisierung des Stromsystems über ein breites technologisches Spektrum kostengünstig angereizt, so dass gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet und Erneuerbare Energien effizient integriert werden können. In der Folge steigen die Erneuerbaren-Marktwerte, wodurch die Förderkosten sinken. Insgesamt sind die Gesamtsystemkosten dadurch deutlich niedriger als bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes, der aufgrund von Preisverzerrungen eine dauerhafte Förderung aller Systemelemente erfordert.

- Die Absicherungspflicht ist das robusteste und attraktivste System zur Stärkung der Versorgungssicherheit, da es Förderbedarfe senkt, dadurch den Haushalt entlastet, ohne Umlagen auskommt und ohne beihilferechtliche Genehmigung sofort zügig umsetzbar ist.

Kapazitätsmärkte ziehen Fehlanreize, Externalitäten und politische Einflussnahmen nach sich. Zudem dürfte es bis zur finalen Entscheidung über alle Detailregelungen beim derzeitigen Attentismus bleiben. Sinnvoller ist es daher, das Anreizsystem des Strommarktes ursächlich zu verbessern. Mit der sofortigen Umsetzung der Absicherungspflicht können die Anreize früher ihre Wirkung entfalten und Neuinvestitionen auslösen. Zudem fallen die Gesamtsystemkosten bei einem wettbewerblichen Strommarkt mit Absicherungspflicht niedriger aus. Denn er reizt die passenden technologischen Lösungsoptionen und Innovationen an.

Literaturverzeichnis

Aagaard et al. (2022): Too much is never enough: Constructing Electricity Capacity Market Demand, Todd Aagaard, Andrew N. Kleit, Energy Law Journal; Washington Bd. 43, Ausg. 1, (2022): 79-124.

ACER (2020): Technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms, 22. December 2020.

ACER (2022): ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design April 2022.

Acer (2023a): Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back – 2023 Market Monitoring Report, 19. December 2023.

ACER (2023b): Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, January 2023.

AGEB (2024): Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt (Datenstand April 2024), Berlin.

Battery Charts (2024): battery-charts.rwth-aachen.de, letzter Zugriff: 23. Juni 2024.

BDEW (2014): Versorgungssicherheit wettbewerblich und effizient gewährleisten – Branchenvorschlag für einen dezentralen Leistungsmarkt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Juni 2014, Berlin.

Beihilfeleitlinien (2022): Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (2022/C 80/01), Amtsblatt der Europäischen Union, 2022).

Bloomberg (2023): Gaspreis steigt 40% - so stark wie kurz nach Ukraine-Invasion, Online: 9. August 2023. Zugriff: 30. April 2024.

BMWK (2023a): AG 3 Steuerbare Kapazitäten, 1. Sitzung, Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS), Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 3. Mai 2023, Berlin.

BMWK (2023b): Gesetzlicher Smart-Meter-Rolloutfahrplan, Infografik, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 11. Januar 2023.

BMWK (2024a): Neue Langfristszenarien für die Energiewende, Datenbasis: Langfristszenarien.de.

BMWK (2024): Einigung zur Kraftwerksstrategie, Pressemitteilung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 5. Februar 2024.

BNetzA (2023a): Bedarfsermittlung 2023 – 2037/2045, Bestätigung
Netzentwicklungsplan Strom, Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA (2023b): Versorgungssicherheit Strom, Stand und Entwicklung der
Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität,
Bundesnetzagentur, Januar 2023, Bonn.

BNetzA (2024a): Kraftwerkliste, Bundesnetzagentur, Bonn.

BNetzA (2024b): Einleitung eines Verfahrens zur Änderung der Festlegung zur
Anpassung und Ergänzung von Voraussetzungen für die Vereinbarung individueller
Netzentgelte für den Netzzugang, Az: BK4-22-089A02, Beschlusskammer 4,
Bundesnetzagentur, Bonn.

Bobbio (2022): Price Responsive Demand in Britain's Electricity Market, Emanuele
Bobbio, Simon Brandkamp, Stephanie Chan, Peter Cramton, David Malec, Lucy Yu,
Econtribute, Discussion Paper No. 185.

Bundeskartellamt (2023): Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung
elektrischer Energie 2022, Marktmachtbericht, August 2023, Bonn.

Bundesregierung (2021): Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen
und FDP, 24. November 2021.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des
Strommarktdesigns, Connect Energy Economics GmbH, Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.

Connect (2021): Kapazitätskredit erneuerbarer Energien – welchen Beitrag zur
Versorgungssicherheit können Wind- und Solarenergie leisten? Connect Energy
Economics GmbH, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2021

Consentec (2023): Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts
(„Strommarkt-plus“), AG 3 Steuerbare Kapazitäten – 4. Sitzung, Plattform
Klimaneutrales Stromsystem (PKNS), 16. November 2023.

Cramton et al. (2013): Capacity Market Fundamentals, Peter Cramton, Axel
Ockenfels, Steven Stoft, Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 2, No. 2.

Cramton et al. (2023): A Forward Energy Market to Improve Resiliency, Peter
Cramton, Simon Brandkamp, Jason Dark, Darrell Hoy, Albert S. Kyle, David Malec,
Axel Ockenfels and Chris Wilkens, 8. Februar 2024.

EDF (2024a): Grille de prix de l'offre de fourniture d'électricité – Tarif Bleu,
Applicable au 1er février 2024, EDF SA.

EDF (2024b): Option Tempo - Faites des économies sur votre facture d'électricité en décalant vos consommations, <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/tempo/details.html>, letzter Zugriff: 25. Juni 2024.

Elia (2019): Overview of Belgian CRM Design: introduction note, September 2019, Elia.

Energie Lexikon (2024): Energie-Lexikon.info.

ENTSOE (2024): Entsoe Transparency Plattform, 2024.

EnWG (2024): Energiewirtschaftsgesetz, Bundesministerium der Justiz, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/.

EU-Strommarktrichtlinie (2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

EU-Strommarktrichtlinie (2024): Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union.

EU-Strommarktverordnung (2019): Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

EU-Strommarktverordnung (2024): Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der EU.

FfE (2024): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen – Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), Agora Energiewende, Januar 2024.

Frontier Economics (2023): Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem, Kurzstudie im Auftrag von BayWa r.e. AG, ECO STOR GmbH, enspired GmbH, Fluence Energy GmbH und Kyon Energy Solutions GmbH, Dezember 2023.

Gramlich et al. (2019): Too much of the Wrong Thing: The Need for Capacity Market Replacement or Reform, Rob Gramlich, Michael Goggin, Study for Sustainable FERC Project, Grid Strategies LLC, November 2019.

Hirth et al. (2024): How aggregate electricity demand responds to hourly wholesale price fluctuations, Lion Hirth, Tarun M. Khanna, Oliver Ruhnau, Energy Economics 135 (2024).

IMF (2024): Climate Change – Fossil Fuel Subsidies, Internationaler Währungsfonds, <https://www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies>, 2024

Kahnemann und Tversky (1979): Prospect Theory: An Analysis of Decision under Risk, Daniel Kahneman and Amos Tversky, *Econometrica*, Vol. 47, No. 2 (Mar., 1979), pp. 263-292.

KapResV (2019): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve, 2019.

Knight, Frank (1921): Risk, Uncertainty and Profit, Boston and New York: Houghton, Mifflin Company. 1921.

Krueger (1974): The Political Economy of the Rent-Seeking Society, Anne O. Krueger *American Economic Review*, 1974, vol. 64, issue 3, 291-303.

Meyer-Braune und Lopion (2023): Rolle lokaler Signale bei Finanzierung steuerbarer Kapazitäten, Georg Meyer-Braune (50 Hertz) und Peter Lopion (Amprion), 4. Sitzung der AG 3 Steuerbare Kapazitäten, Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS).

Modo Energy (2024): Capacity Market 2024: T-4 auction results in 5 charts, Modo Energy.

Monopolkommission (2023): Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise, 9. Sektorgutachten, Monopolkommission, 9. Oktober 2023, Bonn.

National Grid (2014-2024): Capacity Market Auction Guidelines.

Neon (2023a): Windstrom nutzen statt abregeln – Ein Vorschlag zur zeitlichen und räumlichen Differenzierung der Netzentgelte, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Neon Neue Energieökonomik GmbH, August 2023.

Neon (2023b): Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität – Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preissicherheit, Kurzgutachten im Auftrag von LichtBlick SE, Neon Neue Energieökonomik GmbH, 21. September 2023).

Neon et al. (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatchbeschaffung in Deutschland – Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“, Abschlussbericht, Neon, Consentec, Connect, Navigant, SUER, 7. Oktober 2019.

Neon (2024): Mehrwert dezentraler Flexibilität – Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?, Studie im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.), 14. März 2024.

Nicolosi (2010): Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime, Marco Nicolosi, *Energy Policy* Volume 38, Issue 11, November 2010.

Prognos (2022): Strompreisprognose 2022, Gutachten für die vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., 21. September 2022.

Rinck (2015): Die Rolle der Börse im EOM 2.0, Maximilian Rinck, Strommarkttreffen, 27. November 2015.

Schleich (2022): Neubau-Vorschuss: Anreize für den Neubau gesicherter Leistung im Strommarkt, Strommarkttreffen: „Strommarktdesign: Kriseninterventionen, Großhandel, Kapazitätsmärkte/-Reserven“, Sebastian Schleich, Transnet BW, 2. September 2022.

StromNEV (2023): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Bundesministerium der Justiz.

Taleb (2018): Skin in the Game – Hidden Asymmetries in Daily Life, Nassim Nicholas Taleb, Random House.

UBA (2023): Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, Umweltbundesamt, Dessau.

UCTE (2004): Operation Handbook, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

Wawer (2022): Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel. Wiesbaden: SpringerGabler, 2022.

Wolak (2021): Wholesale Electricity Market Design, Handbook on Electricity Markets, Frank Wolak, Hrsg. Jean-Michel Glachant, Paul L. Joskow and Michael G. Pollitt, Edward Elgar Publishing.